L'INDUSTRIE CANADIENNE DU PÉTROLE

EXAMEN DE L'ACTIVITÉ 1981

Canada

AGENCE DE SURVEILLANCE
DU SECTEUR PÉTROLIER

CANADA

RAPPORT D'EXAMEN 1981
DE L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE CANADIENNE

Des exemplaires sont disponibles, sur demande, à la
Direction des communications
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
580, rue Booth
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

Also available in English

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1982

N° de cat. M 27-22/1982F

ISBN 0-662-91711-1

AVANT-PROPOS

Le présent examen des activités et du rendement financier de l'industrie du pétrole et du gaz porte sur l'année 1981. Il s'appuie sur les données fournies par 101 sociétés déclarantes, pour lesquelles on dispose de données comparables pour l'année 1980.

Au cours de l'année 1981, des changements se sont produits dans la politique énergétique du Canada ainsi que dans la situation énergétique et économique internationale. Premièrement, un grand nombre des mesures annoncées dans le Programme énergétique national (PEN) en octobre 1980 sont entrées en vigueur le 1er janvier 1981. De plus, dans la deuxième moitié de 1981, le gouvernement fédéral a conclu des accords quinquennaux sur les prix et la taxation de l'énergie avec les principales provinces productrices, l'Alberta, la Colombie-Britannique et la Saskatchewan. Ces accords ont apporté des modifications à certaines des dispositions du PEN – plus précisément, les accords prévoient des augmentations du barème des prix du pétrole et du gaz. Finalement, sous l'effet combiné d'une baisse de la demande mondiale de pétrole et de l'augmentation de l'offre provenant de producteurs qui ne font pas partie de l'OPEP, les prix internationaux du pétrole ont commencé à perdre de leur fermeté en 1981, particulièrement au cours du deuxième semestre de l'année.

Le présent examen ne reflète pas l'effet positif qu'ont eu sur l'industrie les changements en matière de recettes et d'impôt annoncés par l'Alberta et par le gouvernement fédéral en avril et en mai 1982 respectivement, de même que l'abaissement des redevances introduit par la Saskatchewan en juillet 1982. Les résultats de ces changements seront réflétés dans le prochain Rapport d'examen.

Les subventions du programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP) qui est financé par le gouvernement pour favoriser les activités d'exploration et de mise en valeur sont une composante importante du PEN. Le gouvernement fédéral (à titre provisoire en attendant l'adoption des lois appropriées) et le gouvernement de l'Alberta ont commencé à recevoir des demandes de subventions du PESP le 19 avril 1982. Ces subventions, qu'il est possible de faire valoir au titre des dépenses admissibles de manière rétroactive au 1er janvier 1981, ont été accumulées dans les registres financiers de l'industrie en 1981. Les sociétés ayant droit aux subventions du PESP peuvent utiliser ces subventions, en ce qui concerne la gestion des fonds, pour compenser leurs passifs concernant la taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG). La TRPG, qui est entrée en vigueur le 1er janvier 1981, est une nouvelle taxe fédérale sur les recettes de production de pétrole et de gaz et sur les revenus de redevances.

Comme il est mentionné dans le Rapport d'examen pour le premier semestre de 1981, les sociétés admissibles à une subvention du PESP, pourront utiliser leurs subventions pour compenser leur dette au chapitre de la taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG). La façon dont la compensation aurait été traitée aurait un impact sur le revenu net et les ressources d'autofinancement.

Au mois de février, 1982, l'Institut canadien des comptables agréés (ICCA) a recommandé qu'en ce qui concerne les rapports financiers, les subventions PESP devraient être inscrites aux revenus de la même manière que les dépenses d'exploration et de mise en valeur qu'elles appuient. De plus, l'Institut a recommandé que la TRPG devrait être déduite du revenu en même temps que les recettes connexes sont inscrites au revenu.

Toutes les sociétés déclarantes à l'ASSP, ont suivi les règlements généraux de l'ICCA lors de la soumission de leur formulaire, et cet examen reflète les résultats qui en découlent. Toutefois, au moment de la rédaction de ce texte, il y a encore des débats sur cette question.

En 1981, il y a eu plusieurs prises de contrôle et acquisitions dans l'industrie pétrolière au Canada. En conséquence, certaines sociétés déclarantes à l'ASSP sont passées d'un groupe de compagnies à un autre. On a décidé de ne pas établir un nouveau groupe de "Sociétés intégrées canadiennes" parce qu'étant donné le petit nombre de sociétés dans ce groupe, on courait grandement le risque que les données de certaines sociétés soient publiées. Pour que les résultats puissent être comparés d'une année à l'autre, on a rajusté les données de 1980 de façon à ce qu'elles correspondent aux changements survenus en 1981. Par conséquent, les données des groupes de sociétés présentées dans le présent examen pour l'année 1980 ne correspondent pas à celles présentées dans l'examen de 1980.

La Loi sur la surveillance de l'énergie, incluse dans le Projet de Loi C-106, prévoit un renforcement du mandat de surveillance, et le maintien en existence de l'ASSP. Entre autres, cette loi élève le seuil minimum pour les rapports de 5 millions de dollars d'actif à 10 millions de dollars, et prévoit également l'échange de certaines données entre l'ASSP et certains ministères du gouvernement. Ces dernières dispositions ont pour but de réduire les tâches imposées à l'industrie en ce qui a trait à la soumission de rapports.

La tâche principale de l'ASSP est de présenter des données complètes sur les opérations et le rendement financier de l'industrie du pétrole et du gaz. Notre dessein est de présenter un document de renvoi qui se veut objectif et informationnel, dans un format conforme aux autres sources disponibles. Les chargés de politiques et les analystes pourront utiliser les données que leur fournit le présent examen pour procéder à leur propre évaluation.

Peu de temps après la publication du Rapport d'examen 1981, je quitterai mon poste de président de l'Agence de surveillance du secteur pétrolier. J'estime que ce fut un privilège pour moi de pouvoir servir le peuple canadien à ce titre, et je désire remercier mon ministre, l'honorable Marc Lalonde, le personnel de l'Agence et l'industrie du pétrole et du gaz pour leur appui et leur compréhension. La tâche qui m'était assignée, à savoir d'établir l'ASSP et de faire reconnaître et accepter son mandat de surveillance, est réalisée. Je suis certain que le peuple canadien continuera à bénéficier des services de l'Agence et de son nouveau président.

Le Président,
Harold A. Renouf

Ottawa
Le 14 juillet 1982

TABLE DES MATIÈRES

		Page
RÉSUMÉ		1
CHAPITRE		
I.	APERÇU DE L'ACTIVITÉ	6
	Introduction	6
	Activité financière	7
	Revenu net par secteur d'activité	15
II.	SOURCE DE FONDS	21
	Resources d'autofinancement	21
	Sources externes de fonds	23
III.	AFFECTATIONS DES FONDS	28
	Dépenses de capital	28
	Dividendes	32
	Fonds de roulement net	33
	Autres affectations des fonds	33
IV.	RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT ET FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS	37
	Analyse des ressources d'autofinancement rajustées	37
	Sources d'autofinancement et investissement	37
V.	TAXES, REDEVANCES ET PARTAGE DES RECETTES	41
VI.	ACTIVITÉS EN MATIÈRE DE RECHERCHE ET DE DÉVELOPPEMENT	46
VII.	TENDANCES EN MATIÈRE DE PARTICIPATION ET DE CONTRÔLE	50
	Estimations de la participation et du contrôle pour 1981	50
	Participation et contrôle du capital utilisé	57
VIII.	MOUVEMENTS INTERNATIONAUX DE TRÉSORERIE	60

LISTE DES ANNEXES ET TABLEAUX STATISTIQUES

		Page
I.	GLOSSAIRE DES TERMES EMPLOYÉS	65
II.	COMPARAISON DES DONNÉES DE L'ASSP AUX ESTIMATIONS POUR L'ENSEMBLE DE L'INDUSTRIE	69
III.	TABLEAUX STATISTIQUES	
	A. ÉTAT DES REVENUS ET DÉPENSES	70
	B. SOURCES ET AFFECTATIONS DES FONDS	73
	C. DÉPENSES DE CAPITAL AMONT AU CANADA, PAR EMPLACEMENT	74
	D. DÉPENSES DE CAPITAL, PAR ACTIVITÉ	75
	E. BILAN	76
	F. PRODUCTION BRUTE DE PÉTROLE BRUT, DE L.G.N. ET DE GAZ NATUREL	77
	G. DONNÉES D'EXPLOITATION POUR CERTAINES GRANDES SOCIÉTÉS (1971-1981)	78
	H. MOUVEMENTS INTERNATIONAUX DE TRÉSORERIE	79
IV.	DÉFINITION DE LA RECHERCHE ET DU DÉVELOPPEMENT	80
V.	MODIFICATIONS APPORTÉES AUX FIP EN 1980 ET 1981	82

RÉSUMÉ

La valeur en dollars constants (P.N.B.) des biens et des services produits au Canada a augmenté de 3 % en 1981. Toutefois, cette augmentation est survenue surtout durant le premier semestre de l'année, étant donné que la croissance économique a diminué durant le second semestre de 1981.

Au Canada, la consommation de produits pétroliers et de gaz naturel a diminué de 6 % et de 5 % respectivement. Cette baisse est due à un certain nombre de facteurs, y compris la faiblesse de la croissance économique, les prix plus élevés et les résultats des diverses mesures d'économie d'énergie et de remplacement du pétrole.

Par rapport aux niveaux de 1980, la production canadienne de produits pétroliers et de gaz naturel a diminué de 8 % et de 3 % respectivement. Cette balance est attribuable à la diminution du rendement des gisements de l'Ouest et aux réductions temporaires de production imposées par le gouvernement de l'Alberta.

Résultats financiers – Industrie pétrolière

En 1981, les prix plus élevés du pétrole brut à la tête de puits et du gaz naturel ont contrebalancé les répercussions de la baisse de production de façon à accroître les recettes du secteur en amont de l'industrie de 3 % durant l'année. Les recettes tirées du total des activités ont augmenté de 21 % pour dépasser les 51 milliards de dollars.

Le total des déductions applicables aux revenus a augmenté de 31 %, soit un taux plus élevé que celui de l'accroissement des recettes. Par conséquent, le revenu net (bénéfices après impôts) tiré de l'ensemble des activités de l'industrie a diminué de 1,6 milliard de dollars, ou de 34 %, pour atteindre environ 3 milliards de dollars.

Près de 1,3 milliard de dollars de cette réduction du revenu net de l'industrie ont été dus à la diminution de 44 % des bénéfices dans le secteur en amont. Les principaux facteurs de la baisse des bénéfices dans ce secteur ont été la taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG), les frais d'exploitation et d'intérêts plus élevés.

L'Institut canadien des comptables agréés (ICCA) a recommandé, en ce qui concerne les rapports financiers, que les subventions du Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP) soient inscrites aux revenus de la même manière que les dépenses d'exploration et de mise en valeur qu'elles appuient. De plus, l'Institut a recommandé que la taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG) devrait être déduite du revenu en même temps que les recettes connexes sont inscrites au revenu. Toutes les sociétés déclarantes à l'ASSP ont suivi les directives de l'ICCA en soumettant leurs questionnaires, et le présent examen reflète cette situation.

Le revenu net tiré du secteur en aval a diminué de 6 % pour se chiffrer à 1,4 milliard de dollars, et 58 % de cette somme ont été recueillis durant le premier semestre de 1981. Les bénéfices nets d'impôts, tirés de l'activité aval durant le deuxième semestre de l'année, étaient de 29 % inférieurs à ceux de la période correspondante en 1980. La baisse de la demande de produits pétroliers et la plus forte concurrence à laquelle les sociétés ont été soumises pour conserver leur part des marchés ont causé le faible rendement du deuxième semestre de 1981.

Les modifications apportées aux frais d'indemnisations pétrolières ont fortement influé sur les revenus nets tirés des activités d'aval en 1981. Exception faite des gains au niveau des stocks qui ont assuré les modifications des FIP, le revenu net d'aval de 1981 a diminué de 18 % comparativement à la baisse non redressée de 6 %.

Le revenu net tiré des autres secteurs d'activité a diminué de 94 % pour atteindre 10 millions de dollars. Cette forte diminution a surtout été causée par les intérêts considérables engagés dans ce secteur d'activité par plusieurs sociétés déclarantes. En effet, ce secteur a été responsable d'environ 6 % des recettes totales de l'industrie en 1981, mais de 37 % des frais d'intérêt imputés sur les activités. Cette affectation d'intérêt disproportionnée exacerbe la diminution des bénéfices dans le secteur et fausse les réductions dans les trois autres secteurs d'activité.

Le revenu net tiré des activités à l'étranger s'est chiffré à 113 millions de dollars, soit une diminution de 36 %. Les changements apportés aux pratiques comptables et les interruptions d'activité dans certaines mines de métaux aux États-Unis ont contribué à ce déclin.

En 1981, le rendement de l'industrie pétrolière au niveau des bénéfices était en opposition flagrante avec la croissance stable des années 70. En 1972, l'industrie pétrolière avait gagné 18 $ en revenus nets pour chaque 100 $ réalisés dans l'ensemble de toutes les autres industries non financières (excluant le secteur pétrolier). Les données comparables pour 1979 et 1980 étaient de 37 $ et de 43 $. En 1981, l'industrie pétrolière a réalisé 34 $ sur chaque tranche de 100 $ revenant aux autres industries non financières, ce qui est quelque peu inférieur au ratio équivalent pour 1979.

Le taux de rendement de l'avoir propre des actionnaires est passé de 10 % en 1972, pourcentage équivalent à la moyenne dans toute autre industrie non financière à l'époque, à plus de 21 % en 1980, ce qui est de beaucoup supérieur à la moyenne de 15 % pour les autres industries non financières durant l'année. Bien que le taux de rendement de l'industrie pétrolière ait diminué à environ 12 % en 1981, il était toujours supérieur à la moyenne de 11 % s'appliquant aux autres industries non financières. D'ailleurs, on obtient des résultats semblables si l'on utilise le capital pour effectuer les calculs.

Ressources d'autofinancement et autres sources de fonds

En 1981, l'industrie a disposé, au total, de 22,4 milliards de dollars, soit 46 % de plus que l'année précédente. Les ressources d'autofinancement tirées des activités ont diminué de 15 % pour atteindre 8,1 milliards de dollars, mais l'augmentation vertigineuse de 146 % des fonds provenant de sources externes (surtout de la nouvelle dette à long terme) a entraîné une augmentation globale des fonds disponibles. Les fonds de sources externes se sont chiffrés à 14,3 milliards de dollars, représentant 64 % du total des ressources d'autofinancement de l'industrie en 1981, contre 38 % en 1980.

Le présent rapport contient une analyse de la capacité relative de l'industrie et des divers groupes de sociétés qui la composent de payer le total de leurs frais d'intérêt à même leurs fonds internes. D'après l'analyse, les frais d'intérêt des sociétés sous contrôle canadien ont représenté environ 38 % de leurs ressources internes d'autofinancement en 1981. Par contre, ce pourcentage était de 7 % pour les sociétés contrôlées à l'étranger.

Les subventions gouvernementales dans le cadre du Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP) ont constitué une nouvelle source importante de fonds pour l'industrie en 1981. Les sociétés qui présentent des rapports à l'ASSP ont estimé avoir droit à des subventions totales du PESP de l'ordre de 670 millions de dollars en 1981, dont 470 millions de dollars ont été fournis par le gouvernement fédéral et 200 millions de dollars par celui de l'Alberta. De cette somme totale, 563 millions de dollars, soit 84 %, ont été versés à des sociétés contrôlées par des Canadiens.

Pour l'ensemble de l'industrie, les subventions du PESP de l'ordre de 670 millions de dollars accordées par les gouvernements ont été déduites des 924 millions de dollars en

TRPG d'où un déficit net de 254 millions, qui a été réparti entre l'excédent de 234 millions du PESP par rapport à la TRPG prélevée auprès des sociétés controlées par des canadiens et le déficit de 488 millions de dollars en ce qui concerne les sociétés sous contrôle étranger.

Dépenses de capital

Les dépenses de capital engagées par l'industrie pétrolière ont augmenté de 21 % pour atteindre 11,6 milliards de dollars. Du total, 9,8 milliards de dollars ont été engagés au Canada, soit 17 % de plus qu'en 1980. Les dépenses de capital en amont ont diminué de 3 % pour atteindre 6,7 milliards de dollars surtout à cause de la diminution des travaux d'exploration dans les terres provinciales, et ce bien que ces dépenses, dans les Terres du Canada, aient augmenté de 67 %. Les dépenses de capital en aval ont augmenté de 1,2 milliard de dollars pour atteindre 2 milliards de dollars. Cette hausse est due au fait que les sociétés ont modifié leurs raffineries de façon à s'adapter à la demande changeante de produits raffinés.

Ressources d'autofinancement et financement des investissements

Les ressources internes d'autofinancement dans le secteur en amont ont diminué de 23 % en 1981. Dans ce secteur, les dépenses de capital, exprimées en pourcentage des ressources internes d'autofinancement en amont, sont passées de 103 % à 130 %. En moyenne, les dépenses de capital en amont des sociétés contrôlées par des Canadiens représentaient 169 % de leurs ressources internes d'autofinancement pour ce même secteur. Ce pourcentage était de 107 % pour les sociétés contrôlées par des étrangers.

Certaines données révèlent que, contrairement à 1980, l'industrie pétrolière a disposé, en 1981, de beaucoup moins de ressources internes d'autofinancement tirées du total des activités (déduction faite des principales dépenses nécessitant des mises de fonds mais non des dépenses de capital) pour leurs dépenses en capital et toute autre affectation des fonds. En 1980 et 1981, les sociétés sous contrôle canadien ont disposé de 48 % et de 27 % respectivement du total de leurs ressources internes d'autofinancement pour effectuer des dépenses de capital et toute autre affectation des fonds. Pour les sociétés étrangères, ces pourcentages étaient de 67 % et de 49 %.

Dividendes

Les paiements de dividendes aux actionnaires ont augmenté de 19 % et sont passés à 1,1 milliard de dollars. Les dividendes versés comme pourcentage du revenu net étaient sensiblement les mêmes en ce qui concerne les sociétés sous contrôle canadien et les sociétés sous contrôle étranger, c'est-à-dire de 35 % et de 36 % respectivement. Ces chiffres diffèrent considérablement du pourcentage de 20 %, pour chaque groupe, en 1980. Le ratio de paiement plus élevé en 1981 est dû au fait que les revenus nets de chaque groupe de sociétés ont diminué de plus de 30 % tandis que les paiements de dividendes ont augmenté (24 % pour les sociétés sous contrôle canadien et 17 % pour les sociétés contrôlées de l'étranger).

Autres affectations des fonds

Toutes les autres affectations des fonds, soit les fonds engagés surtout pour acquérir d'autres sociétés, sont passées de 1,6 à 6,6 milliards de dollars, soit une augmentation supérieure à 300 %. Ce sont les sociétés sous contrôle canadien qui ont été responsables de la quasi-totalité de cette hausse de 5 milliards de dollars, leurs mises de fonds dans cette catégorie ayant atteint 6,3 milliards de dollars, dont 80 % ont été engagés en vue d'acquérir des sociétés contrôlées par des étrangers.

Prévisions quant au partage des recettes

Les prévisions quant au partage des recettes sont effectuées selon la méthode stipulée par le gouvernement fédéral et les gouvernements des provinces productrices dans les ententes relatives à la tarification et à la taxation des ressources énergétiques qui ont été signées durant l'automne de 1981. De cette façon, les parts estimatives des recettes pour 1981 sont évaluées à: 50,4 % pour l'industrie, 30,4 % pour les provinces, et 19,2 % pour le gouvernement fédéral. Par rapport à 1980, les diminutions de 4,5 et 4,0 points de pourcentage respectivement de la part des provinces et de l'industrie en 1981 ont été contrebalancées par une augmentation de 8,5 % de la part fédérale.

Dans les ententes, les frais d'exploitation étaient considérés comme partie intégrante de la part des recettes totales revenant à l'industrie, ce qui constitue une modification fondamentale de la méthode utilisée dans l'Examen de l'activité de 1980 et selon laquelle ces frais étaient exclus de la part de l'industrie. Si l'on exclut ces frais, les parts de recettes en 1981 seraient les suivantes: 39,5 % pour l'industrie, 37,1 % pour les provinces et 23,4 % pour le gouvernement fédéral. Ces pourcentages se rapprochent de ceux qui ont été mentionnés dans la Mise à jour du PEN que le gouvernement fédéral a rendue publique en mai 1982 et qui stipulait qu'il ne fallait pas tenir compte des frais d'exploitation pour déterminer la part de l'industrie.

Recherche et développement

En 1981, 40 sociétés déclarantes de l'ASSP, pour la plupart de grandes entreprises, ont déclaré avoir engagé des dépenses de R & D énergétiques, contre 37 sociétés en 1980. Les dépenses engagées par les sociétés dans des travaux faisant appel à leur propre matériel et leurs propres laboratoires se sont chiffrées à 332 millions de dollars en 1981, soit une hausse de 64 %. De plus, les dépenses engagées dans des travaux de R et D effectués à contrat pour les sociétés déclarantes ont presque doublé pour atteindre 117 millions de dollars. Les dépenses de R et D liées aux techniques de production in-situ (122 millions de dollars) et à l'exploration et à la production du pétrole et du gaz (118 millions de dollars) étaient les deux principales composantes des débours directs des sociétés déclarantes.

Participation et contrôle

Le pourcentage estimatif de participation étrangère dans l'industrie pétrolière et gazière au Canada, calculé en fonction des recettes liées au pétrole, a diminué de 6,7 points de pourcentage pour atteindre 67,2 % en 1981. Le contrôle étranger a atteint 74,8 %, soit une diminution de 6,5 points de pourcentage. Les diminutions de la participation et du contrôle étrangers survenues en 1981 sont remarquables si on les compare à celles qui ont prévalu durant la décennie de 1971 à 1980.

Les prises en charge dans l'industrie pétrolière et gazière canadienne ont constitué le facteur principal de cette diminution de la participation et du contrôle étranger survenue en 1981. En effet, elles ont représenté 4,1 et 5,7 % respectivement des diminutions de 6,7 et 6,5 % de la participation et du contrôle étrangers. L'achat, par des Canadiens, d'actions que des non-résidents détenaient dans des sociétés canadiennes et étrangères a permis une baisse approximative de 1,4 point de pourcentage du taux de participation étrangère en 1981, sans toutefois en changer le contrôle.

Les diminutions survenues en 1981 n'ont pas permis de changer de façon importante la répartition géographique, entre les États-Unis et les autres pays, de la participation et du contrôle étrangers. Environ 61 % de la baisse de participation étrangère a été due à l'augmentation de la participation du secteur public canadien, des sociétés d'État fédérales

et provinciales ainsi que d'un accroissement de l'intérêt du secteur public dans les sociétés du secteur privé.

Mouvements internationaux des capitaux

En 1981, l'industrie pétrolière a été responsable de sorties nettes de capitaux de l'ordre de 5,1 milliards de dollars. Plus de 4,8 milliards de dollars, débités des comptes de capital des sociétés contrôlées par des étrangers ont constitué le principal changement apporté aux mouvements internationaux des capitaux. Cette sortie de capitaux a entraîné la réduction des investissements étrangers directs au Canada en raison des prises en charge survenues en 1981.

La sortie des capitaux dans le secteur pétrolier ne représente qu'une partie des mouvements internationaux de capitaux pour l'ensemble de l'économie. Pour obtenir une vue d'ensemble des mouvements résultant des prises en charge, il faudrait également tenir compte des capitaux injectés dans les autres secteurs de l'économie. Puisque certaines des sociétés intéressées aux prises en charge n'appartiennent pas au secteur pétrolier, c'est donc au niveau du secteur d'activité de la société acquéreuse que se feront sentir les capitaux injectés.

En 1981, les sommes débitées des comptes courants des sociétés déclarantes de l'ASSP se sont élevées à 810 millions de dollars, soit 30 % de plus qu'en 1980. Ainsi, de cette somme, 528 millions de dollars sont allés au paiement de dividendes, 201 millions de dollars au paiement de services et 81 millions de dollars au remboursement des frais d'intérêt.

I. APERÇU DE L'ACTIVITÉ

Ce chapitre donne un aperçu de l'activité de l'industrie pétrolière au Canada durant l'année 1981. Il débute par un bref aperçu de ce qui est survenu sur le plan économique, durant l'année, ainsi que des tendances d'offre et de demande pour le pétrole et le gaz naturel. Le tout est suivi d'un bilan concernant les recettes et les coûts de l'industrie.(1) La dernière section étudie les recettes des quatre principaux secteurs d'activité, soit l'activité en amont (2), l'activité en aval, les autres activités au pays et les activités à l'étranger.

Introduction

Le 28 octobre 1980, le gouvernment fédéral a déposé au Parlement son Programme énergétique national (PEN). Le PEN comportait des mesures qui ont influé grandement sur l'activité de l'industrie du pétrole et du gaz au Canada. Par la suite, plusieurs aspects importants du PEN, en particulier les barèmes de prix du pétrole brut et du gaz naturel produits au Canada, ainsi que le partage des recettes en amont, ont été modifiés au titre des accords sur les prix et la taxation de l'énergie conclus entre le gouvernement fédéral et les principales provinces productrices dans la seconde moitié de 1981. Ces aspects du PEN, ainsi que les accords fédéraux provinciaux ultérieurs qui ont influencé directement les activités de l'industrie du pétrole et du gaz en 1981, font l'objet de discussion dans les parties pertinentes du présent rapport.(3)

La valeur du dollar constant de toutes les dépenses dans l'économie canadienne (dépenses nationales brutes (DNB) (4) de 1981 a été supérieure de 3 % au niveau de 1980. Cette hausse a été enregistrée au cours du premier semestre de 1981 puisque la croissance économique a diminué pendant la deuxième moitie de l'année. Comme indiqué ci-dessous la consommation canadienne de pétrole et de gaz naturel a diminué en 1981 malgré l'accroissement de l'activité économique.

Le tableau 1.1 donne un résumé des données sur l'offre et la demande de pétrole et de gaz naturel en 1980 et 1981. Comme indiqué, la production canadienne de produits pétroliers a diminué de 8 % (1) pour passer à 257 000 mètres cubes par jour (m^3/jour) (1,6 million de barils par jour (b/jour)) en 1981. La production de pétrole classique a atteint en moyenne 201 000 m^3/jour (1,3 million de b/jour) soit une diminution de 8 %. Environ 5 % de cette

---

(1) Les sociétés déclarantes ont réalisé environ 87 % des recettes totales estimatives et des dépenses de capital en amont dans le secteur pétrolier au Canada en 1981 (voir annexe II). Bien qu'il n'y ait pas de données définitives, on estime que les sociétés déclarantes ont réalisé plus de 95 % des recettes sur l'ensemble des activités dans le secteur pétrolier. Par conséquent, ces sociétés sont, dans le présent rapport, désignées sous l'appellation "industrie".

(2) On trouvera à l'annexe I du présent rapport un glossaire des termes techniques utilisés.

(3) Le glossaire donne les définitions de beaucoup des mesures introduites par le PEN et les accords fédéraux-provinciaux de 1981 sur l'énergie.

(4) Les dépenses nationales brutes (DNB) indiquent le rendement de l'économie d'après le calcul de toutes les dépenses (consommation, gouvernement, etc...). Les DNB correspondent (exception faite des erreurs d'arrondissement de chiffres dans les calculs) au produit national brut (PNB) qui permet d'indiquer le rendement de l'économie en effectuant le calcul de toutes sources de revenu (traitements, salaires, intérêt).

baisse est en partie attribuable à la diminution du rendement des champs producteurs de l'Ouest du Canada et 3 % étaient attribuables aux diminutions de production décrétées par le Gouvernement de l'Alberta. La production de pétrole brut synthétique qui atteignait en moyenne 20 000 m^3/jour (127 000 b/jour) en 1981 a chuté de 13 % en raison des problèmes techniques survenus aux installations de production. Le niveau de production des liquides du gaz naturel (propane, butane et éthane) est demeuré à peu près le même qu'en 1980 soit à 36 000 m^3/jour (225 000 b/jour).

En 1981, la consommation de produits pétroliers a diminué de 6 % au Canada. Cette baisse est attribuable à la faible demande engendrée par le ralentissement de la croissance économique aux hausses des prix des produits pétroliers et aux conséquences des différentes mesures d'économies d'énergie et aux initiatives dans le domaine du remplacement du pétrole.

La production de gaz naturel a diminué de 3 % comparativement à 1980 montrant bien ainsi la diminution de la consommation intérieure et des exportations. La baisse de la consommation canadienne est attribuable au ralentissement de la demande industrielle et à l'utilisation de quantités moindres de gaz à des fins de chauffage en raison du doux temps généralement enregistré au début de 1981 dans tout le Canada.

Les exportations nettes de gaz naturel ont diminué de 5 % en 1981 en raison de la chute de la demande aux États-Unis provoquée par l'offre constante de gaz naturel à des prix compétitifs et par la mise en vente d'autres combustibles sur le marché américain. Les exportations véritables de gaz naturel, exprimées en pourcentage des volumes maximum autorisés en vertu des permis d'exportation, (qui ont augmenté de 14 % en 1981 comparativement à 1980) sont passées de 69 % en 1980 à 58 % en 1981.

La hausse des prix à la tête de puits du pétrole classique et du gaz naturel a annulé les répercussions de la diminution des niveaux de production et les revenus d'amont de l'industrie ont pu progresser de 3 % en 1981 (voir le tableau 1.7). Les prix moyens à la tête de puits du brut classique ont augmenté de 27 % au cours de l'année pour atteindre 133,73 $ le mètre cube (21,25 $ le baril) à la fin de 1981 alors que le prix moyen du pétrole brut synthétique a augmenté de 5 % en raison de la hausse du prix international du brut. Les prix moyens du gaz naturel (y compris les gains à l'exportation réalisés par tous les producteurs canadiens) ont augmenté de moins de 1 % pour passer à 2,31 $ le gigajoule (2,43 $ le million de Btu).

Activité financière

Le tableau 1.2 fournit des données sur le rendement financier de tous les secteurs d'activité de l'industrie en 1981. Les revenus tirés de toutes ces activités ont augmenté de presque 9 milliards de dollars ou de 21 % pour passer à 51 milliards de dollars. La hausse des taxes et des prélèvements imposée par le gouvernement (exclusion faite de l'impôt sur le revenu) représente dans l'ensemble 5 milliards de cette augmentation de 9 milliards des recettes de l'industrie.

---

(1) La plupart des données en pourcentages indiquées dans le texte ont été arrondies. Par exemple 6,4 % correspond donc à 6 % dans le texte alors que 6,5 % est arrondie à 7 %. Étant donné que les changements en pourcentage indiqués dans les tableaux ont été calculés d'après des données non arrondies utilisées pour la préparation des tableaux, les taux de croissance qui sont indiqués peuvent varier légèrement d'après les chiffres calculés à partir des montants arrondis et indiqués aux tableaux.

Tableau 1.1

RÉSUMÉ DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE DE PRODUITS PÉTROLIERS ET DE GAZ NATUREL (1)

	1980	1981	Variation
PRODUITS PÉTROLIERS (2)	(milliers de m^3/jour)		(%)
Production (3)	280	257	(8,2)
Importations nettes (4)	18	19	5,6
Consommation	300	283	(5,7)
GAZ NATUREL	(milliards de m^3/année)		
Production	70	68	(3,0)
Exportations nettes	23	22	(4,8)
Consommation	45	43	(4,7)

NOTA:

(1) Il peut y avoir des écarts au niveau des chiffres indiqués dans le tableau étant donné que l'industrie n'a pas fourni de données sur sa propre consommation (par exemple, de combustible raffiné) et sur les variations au niveau des stocks.

(2) Les produits pétroliers comprennent le pétrole brut classique et le brut synthétique ainsi que les liquides de gaz naturel (propane, butane et éthane) obtenus des installations de production et de retraitement du gaz.

(3) Les chiffres sur la production tiennent compte de la réduction de production de brut de 9 540 m^3/jour (60 000 b/jour) imposée le 1er mars puis le 1er juin 1981 en vertu du Maximum Petroleum Production Regulations de l'Alberta. La production de brut a ensuite été ramenée aux niveaux normaux à compter du 1er septembre 1981, après que les gouvernements de l'Alberta et du Canada eurent signé une entente sur les ressources énergétiques.

(4) Les chiffres sur les importations de produits pétroliers ne comprennent pas les exportations de brut, de liquides de gaz naturel et les exportations de produits raffinés. En gros, les importations de brut (y compris les arrivages de brut prévus en vertu d'échange) de 1980 et 1981 ont atteint respectivement 87 000 et 88 000 m^3/iour (547 et 554 000 b/jour), ou représenté 29 et 31 % de la consommation intérieure au cours de ces années.

Tableau 1.2

APERÇU DE L'ACTIVITÉ

	1980	1981	Variation
	(millions de $)		(%)
RECETTES BRUTES	41491	47124	13,6
Frais d'indemnisations pétrolières (4)	862	4124	378,4
RECETTES TOTALES (1)	42353	51248	21,0
moins: –			
Frais d'exploitation (2)	22215	26532	19,4
Frais d'intérêt	816	1749	114,3
Redevances et impôts (3)	6831	7650	12,0
Frais d'indemnisation pétrolière (4)	862	4124	378,4
Taxe sur les recettes pétrolières et gazières (5)	–	924	–
Frais non monétaires (6)	3361	3744	11,4
DÉDUCTIONS TOTALES	34086	44723	31,2
REVENU AVANT IMPÔTS	8267	6525	(21,1)
moins: –			
Impôts courants	2075	2186	5,4
Impôts reportés	1512	1227	(18,8)
REVENU NET	4681	3112	(33,5)

NOTA:

(1) Les recettes totales comprennent les ventes brutes de même que d'autres recettes qui ne sont pas liées aux activités et qui n'ont correspondu qu'à environ 4 % du total des recettes en 1980 et en 1981.

(2) Les frais d'exploitation comprennent les frais d'extraction, de transport, de raffinage et de commercialisation, les frais de matières premières, le coût du pétrole importé au prix intérieur (c.-à-d. prix d'importation moins paiements FIP reçus par l'industrie), les frais généraux et toute autre dépenses commerciale générale.

(3) Cette entrée comprend les redevances versées à la Couronne et aux propriétaires exclusifs, de même que les taxes de vente et d'accise versées à tous les paliers de gouvernement. Certaines sociétés incluent la taxe provinciale sur l'essence dans cette catégorie et dans les recettes alors que d'autres l'excluent.

(4) Les frais d'indemnisation pétrolière (FIP) sont un droit fédéral imposé à toutes les entreprises de raffinage et d'importation directe de pétrole au Canada. Les chiffres incluent les frais de propriété canadienne. Ce prélèvement qui est repercuté au prix de vente permet d'égaliser le coût du pétrole vendu aux consommateurs de toutes les régions du pays.

(5) La taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG) est une taxe fédérale applicable uniquement au secteur amont d'activité.

(6) Les frais non monétaires sont les dépréciations, l'épuisement et les amortissements de tous genres. Ils ont été ajustés pour comprendre également les dépenses d'exploration et de mise en valeur imputées sur l'exploitation.

Les frais d'indemnisation pétrolière (FIP) ont permis d'augmenter de 3,3 milliards de dollars les recettes et les déductions sur les recettes. Les FIP (voir page 19) constituent un prélèvement perçu par le gouvernement fédéral sur le pétrole brut traité par des raffineurs canadiens. Ce prélèvement qui est répercuté dans le prix de vente de la consommation permet d'égaliser le coût du brut vendu aux consommateurs de toutes les régions du pays. Ainsi, les prix spéciaux accordés aux importateurs de pétrole et aux producteurs canadiens de pétrole synthétique sont suffisamment élevés (c'est-à-dire plus élevés que le prix à la tête de puits pour le pétrole classique) pour réduire les coûts d'importation ou de production du brut au coût de revient moyen du brut livré à tous les raffineurs canadiens. Comme mentionné plus loin (page 49), les FIP ont représenté en 1980 et 1981 un déficit pour le gouvernement fédéral puisque les paiements versés à l'industrie pétrolière ont été supérieurs aux montants des prélèvements perçus au cours de ces années.

La taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG) qui représente une augmentation de 924 millions de dollars des déductions sur les recettes constitue en réalité une taxe fédérale (non déductible à des fins d'impôt sur le revenu) imposée sur les recettes et les revenus tirés de la production de pétrole et de gaz. Entrée en vigueur le 1er janvier 1981, cette taxe avait été annoncée dans le Programme énergétique national puis modifiée au cours des différentes ententes sur les ressources énergétiques intervenues entre les gouvernements fédéral et provinciaux au cours du deuxième semestre de l'année.

Le total des frais d'intérêt imputé dans l'exploitation par les sociétés déclarantes à l'ASSP a augmenté de 114 % pour atteindre un niveau de plus de 1,7 milliard de dollars en 1981. Sur ce total, les sociétés sous contrôle canadien représentaient près de 1,4 milliard, soit une augmentation de 140 % par rapport à 1980. Une bonne partie de cette augmentation peut être attribuée à l'accroissement de la dette de ces sociétés en 1981, qui a plus que doublé surtout pour obtenir des fonds destinés aux acquisitions.(1)

Les compagnies réunissent des capitaux de dette d'ordinaire en raison de l'importance de leurs activités d'ensemble, et par conséquent il leur est parfois difficile d'attribuer les frais d'intérêt sur cette dette à des secteurs particuliers de leurs activités (par exemple en amont, en aval, etc...). Comme l'indiquent les sections suivantes de ce rapport (page 20), le fait que certaines sociétés déclarantes n'ont pas distribué leurs frais d'intérêt dans les divers secteurs de leurs activités cause certaines difficultés dans l'interprétation du rendement financier relatif des différents secteurs.

Le tableau 1.2 indique que le total des déductions des recettes a augmenté de 31 %, pour passer à près de 45 milliards de dollars. Étant donné que le total des déductions a augmenté plus rapidement que le total des recettes (augmentation de 21 %), le revenu avant impôt a baissé de 21 %, pour une valeur de 6,5 milliards de dollars. L'impôt sur le revenu courant a augmenté de 5 %, pour atteindre 2,2 milliards de dollars, tandis que l'impôt reporté a baissé de 19 %, pour une valeur de 1,2 milliards de dollars.

---

(1) En plus des frais d'intérêt imputés, l'ASSP estime qu'environ 317 millions de frais d'intérêt ont été capitalisés par certaines sociétés déclarantes (presque tous sous contrôle canadien) en 1981, soit une augmentation de près de 100 %. En général, les frais d'intérêt sont capitalisés dans l'étape de préproduction ou de construction, de manière à assurer une meilleure correspondance entre les coûts reliés aux actifs en capitaux et les recettes prévues à partir de ces actifs. Seule une partie de ces frais capitalisés serait imputée au revenu chaque année.

Le revenu net, c'est-à-dire le profit après impôt, sur l'ensemble des activités a baissé de 34 %, pour une valeur de 3,1 milliards de dollars. Commes on le note ci-dessous (page 18), sur la baisse de 1,6 milliards de dollars de revenu net de l'industrie cette année, près de 1,3 milliards de dollars est dû à la baisse des profits des activités du secteur en amont (exploration, mise en valeur et production).

L'avant-propos du présent examen note que les chiffres de revenu net déclarés par l'industrie du pétrole à l'ASSP correspondent à la recommandation de l'Institut canadien des comptables agréés (ICCA) en ce qui concerne la comptabilité des subventions gouvernementales dans le cadre du Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP). En bref, la directive de comptabilité de l'ICCA veut que les subventions PESP soient inscrites au revenu de manière correspondant aux dépenses d'exploration et de mise en valeur auxquelles elles se rapportent. Par exemple, les subventions PESP concernant des dépenses amorties sur une période de plusieurs années seront imputées au revenu sur la même période.(1) Dans le cas de dépenses qui sont immédiatement imputées au revenu (par exemple des dépenses d'exploration infructueuse pour une société utilisant la méthode de capitalisation des efforts fructueux) les subventions PESP correspondantes pourraient être considérées comme des recettes pour l'année en question.

Le tableau 1.3 présente les données sur le revenu net sur l'ensemble des activités pour les cinq groupes de sociétés envisagées dans le présent rapport. Le taux de baisse de revenu net pour les sociétés intégrées (toutes sous contrôle étranger) était très légèrement inférieur à celui de l'ensemble de l'industrie. Les grandes sociétés sous contrôle étranger ont connu une baisse de revenu net de 44 %, dépassant la moyenne de 34 % de l'industrie, alors que les petites sociétés (tant sous contrôle canadien que sous contrôle étranger) ont connu des baisses de revenu net inférieures à la moyenne de l'industrie. Dans l'ensemble, le revenu net des sociétés sous contrôle canadien a baissé moins (32 %) que celui des sociétés sous contrôle étranger (34 %).

Le Rapport d'examen 1980 indiquait que le revenu net de l'industrie du pétrole s'est fortement accru au cours des années 1970 par rapport à celui des autres industries non financières au Canada. Comme l'indique le tableau 1.4 le revenu net de l'industrie du pétrole (selon la définition de Statisitique Canada) en 1972 était égal à 18 % de celui de l'ensemble des autres industries non financières, alors qu'en 1980 le chiffre correspondant avait atteint 43 %. En 1981, le revenu net de l'industrie du pétrole a diminué, de sorte qu'il représentait 34 % du total de toutes les autres industries non financières – rapport un peu inférieur à celui de 1979. Comme le tableau l'indique, les industries de transformation et les industries minières ont également connu des baisses de profit en 1981. Dans l'ensemble la baisse de revenu net de toutes les industries non financières (à l'exclusion de l'industrie pétrolière) entre 1980 et 1981 était de 18 %, à comparer à 35 % pour l'industrie pétrolière.

Le tableau 1.5 donne le taux de rendement de l'avoir propre des actionnaires et du capital employé, pour le secteur pétrolier et les autres industries non financières pour les années 1972, 1980 et 1981. Tel qu'indiqué, le taux de rendement de l'avoir propre des actionnaires dans l'industrie pétrolière est passé de 10 % en 1972, soit la moyenne pour toutes les industries non financières à cette époque, à 22 % en 1980. Selon la base du capital employé, le taux de rendement est passé de 8 % en 1972 à 14 % en 1980. Selon les deux bases utilisées pour les calculs, le taux de rendement obtenu par l'industrie pétrolière a considérablement dépassé celui des autres industries non financières en 1980. Le tableau montre aussi que les taux de rendement du secteur pétrolier et des autres industries non financières ont considérablement baissé depuis 1980, et étaient à peu près égaux en 1981.

---

(1) Les sociétés susceptibles de recevoir des subventions PESP en 1981 pouvaient, pour les besoins de la gestion des fonds, compenser leurs passifs TRPG par les subventions PESP estimées. Le tableau 2.5 donne un estimé du montant de cette compensation.

Tableau 1.3

REVENU NET (1)
PAR SOUS-GROUPE DE SOCIÉTÉ

	1980	1981	Variation	Pourcentage du total 1980	1981
	(millions de $)		(%)		
Sociétés intégrées	2391	1613	(32,6)	51,1	51,8
Grandes sociétés					
Sous contrôle canadien	1360	906	(33,4)	29,1	29,1
Sous contrôle étranger	517	290	(43,9)	11,0	9,3
Petites sociétés					
Sous contrôle canadien	291	216	(25,8)	6,2	7,0
Sous contrôle étranger	122	88	(28,0)	2,6	2,8
TOTAL - INDUSTRIE	4681	3112	(33,5)	100,0	100,0
Sous contrôle canadien	1651	1121	(32,1)	35,3	36,0
Sous contrôle étranger	3030	1991	(34,3)	64,7	64,0

NOTA:

(1) Le tableau statistique A, à l'annexe III, donne plus de détails. Commme l'indique l'Avant-propos, certaines sociétés déclarantes ont changé de groupe en raison des prises de contrôle survenues en 1981. Pour assurer des données comparables d'une année à l'autre, les données concernant ces sociétés ont été attribuées au nouveau groupe pour les deux années 1980 et 1981.

Tableau 1.4

REVENU NET D'INDUSTRIES DIVERSES (1)

		1972	1975	1979	1980	1981
				(millions de $)		
(1)	Secteur manufacturier(2)	2211	3584	5588	5844	4995
(2)	Secteur minier(2)	319	702	1972	2076	709
(3)	Autres industries non financières (2)	1922	2708	3319	3665	3776
(4)	TOTAL – INDUSTRIES NON FINANCIÈRES (à l'exclusion du secteur pétrolier)	4452	6994	10879	11585	9480
(5)	Secteur pétrolier	804	1700	4060	5005	3247(3)
(6)	TOTAL – INDUSTRIES NON FINANCIÈRES (y compris le secteur pétrolier)	5256	8694	14939	16590	12727
(7)	Ligne 5 en % de la ligne 6	15,3	19,6	27,2	30,2	25,5
(8)	Ligne 5 en % de la ligne 4	18,1	24,3	37,3	43,2	34,3

NOTA:

(1) SOURCE: Statistique Canada 61-003 Sociétés industrielles. Les chiffres donnés se rapportent aux sociétés dont l'actif est égal ou supérieur à 10 millions de dollars. Pour les années 1972 et 1975, les valeurs sont basées sur un échantillonnage plus vaste, qui comprend toutes les sociétés dont l'actif est égal ou supérieur à 10 millions de dollars, plus un échantillonnage de sociétés plus petites.

(2) La composante "pétrole" des secteur manufacturier, minier et autres non financiers n'est pas comprise.

(3) L'estimation, donnée par Statistique Canada, de 3,2 milliards de dollars en revenu net total dans l'industrie pétrolière pour 1981 se compare étroitement aux 3,1 milliards de dollars données par l'ASSP (tableau 1.2).

Tableau 1.5

TAUX DE RENDEMENT DANS DIVERSES INDUSTRIES (1)

		Avoir des actionnaires (2)			Capital utilisé (3)		
		1972	1980	1981	1972	1980	1981
			(%)			(%)	
1.	Secteur manufacturier	11,0	15,1	11,3	8,2	11,6	9,1
2.	Secteur minier	5,9 (4)	18,9	5,9 (4)	4,8 (4)	13,2	4,8 (4)
3.	Autres industries non financières	11,5	13,3	12,5	7,4	8,8	9,2
4.	TOTAL – INDUSTRIES NON FINANCIÈRES (à l'exclusion du secteur pétrolier)	10,5	15,0	11,0	7,7	10,7	8,6
5.	Secteur pétrolier	10,4	21,7	11,7	8,4	14,3	8,3
6.	TOTAL – INDUSTRIES NON FINANCIÈRES (y compris le secteur pétrolier)	10,5	16,5	11,1	7,8	11,6	8,4

NOTA:

(1) SOURCE: Statistique Canada 61-003, Sociétés industrielles.

(2) Le rendement de l'avoir des actionnaires sert à mesurer le taux de rendement des investissements des actionnaires. Le rendement de l'avoir sert habituellement de mesure de la rentabilité. Cette mesure sert souvent à comparer le rendement de sociétés très différentes par le type et par la taille.

(3) Le capital utilisé se définit comme étant l'actif total moins le passif courant. Le taux de rendement du capital utilisé comprend un rajustement qui permet de tenir compte du coût de l'intérêt, après impôt, sur les emprunts.

(4) Ce chiffre relativement faible de 1972 et 1981 pour le secteur minier est attribuable à certaines grandes pertes subies par ce secteur pour ces années.

Le tableau 1.6 donne des statistiques semi-annuelles de revenu net pour les activités en amont, en aval et liées au pétrole (amont plus aval). Les chiffres illustrent la forte baisse de revenu en amont en 1981, ce qui confirme la tendance identifiée à titre provisoire dans le rapport d'examen 1980 (page 10). Les revenus nets en amont pour la première et la deuxième moitié de 1980 étaient respectivement de 50 % et 39 % inférieurs à ceux des périodes correspondantes en 1980. Les chiffres indiquent que les profits après impôt sur les activités en amont ont atteint leur maximum dans la première moitié de 1980.

Le revenu net en aval pour la première moitié de 1981 était supérieur de 19 % à celui de la période correspondante de 1980. Comme on le note ci-dessous (page 19), plus de 40 % des profits de la première motié de 1981 sur les activités en aval étaient dus à des profits d'inventaires résultant de l'augmentation des frais d'indemnisation pétrolière (FIP). Par opposition au rendement du premier semestre, les profits sur les opérations en aval pendant le second semestre de 1981 étaient inférieurs de 29 % à ceux de la période correspondante 1980. La baisse pendant le deuxième semestre de 1981 était due à la baisse de la demande de produits pétroliers, à l'augmentation des coûts d'exploitation et à des pertes d'inventaires dues aux réductions des FIP (page 20).

Revenu net par secteur d'activité

Le tableau 1.7 présente des données financières relatives au quatre principaux secteurs d'activité de l'industrie. Les recettes que l'industrie a tirées des activités en amont se sont accrues d'environ 3 % pour atteindre 16,5 milliards de dollars en 1981. Cette augmentation est due à la hausse des prix du pétrole et du gaz naturel, bien que la diminution indiquée précédemment des niveaux de production de ces deux biens ait contre-balancé en partie l'effet des prix supérieurs.

Quant aux déductions totales sur les recettes des activités en amont, elles se sont accrues de 16 % pour atteindre 12,7 milliards de dollars. Le volume des redevances et des taxes (autres que l'impôt sur le revenu et la TRPG) sur les activités en amont est resté constant en 1981, à 4,9 milliards de dollars, constituant la composante la plus importante de l'ensemble des déductions.

Les frais d'exploitation et frais connexes ont augmenté de 14 %, représentant 3,4 milliards de dollars sur le total des déductions en amont. Les premières estimations indiquent que les frais d'exploitation du secteur en amont se sont accrus de 10 % par rapport à 1980.(1) Cette augmentation combinée avec le niveau de production moins élevé du pétrole et du gaz (2), indique que la hausse des frais d'exploitation par unité de production a été supérieure à 15 % en 1981.

Les frais d'intérêt compris dans les frais d'exploitation pour le secteur en amont sont passés à 700 millions de dollars, soit plus de 43 % d'augmentation par rapport au niveau estimé pour 1980. Le questionnaire de l'ASSP pour 1980 ne demandait pas de donneés distinctes sur les dépenses d'intérêt, – par conséquent les chiffres donnés dans ce rapport sur les frais d'intérêt de 1980 sont estimés.

---

(1) Un groupe de travail conjoint gouvernement-industrie récemment constitué est en train de recueillir des données complètes sur les frais d'exploitation en amont. Les résultats de cette enquête, qui devraient être publiés très bientôt, donneront des détails supplémentaires sur les frais des activités en amont.

(2) Les données détaillées de production 1981 pour les sociétés déclarantes à l'ASSP paraissent dans le tableau statistique F de l'annexe III.

Tableau 1.6

REVENU NET SEMI-ANNUEL (1)

	Amont		Aval (2)		Total	
	(millions de $)	Variation (%)	(millions de $)	Variation (%)	(millions de $)	Variation (%)
1978 (I)	935		107		1042	
1978 (II)	1003		171		1174	
1979 (I)	1064	13,8 (3)	513	379,4	1577	51,3
1979 (II)	1370	36,6	527	208,2	1897	61,6
1980 (I)	1459	37,1	665	29,6	2124	34,7
1980 (II)	1444	5,4	807	53,1	2251	12,7
1981 (I)	735	(49,6)	792	19,1	1527	(28,1)
1981 (II)	886 (4)	(38,6)	576	(28,6)	1462	(35,1)

NOTA:

(1) Quelques rajustements mineurs ont été effectués pour tenir compte des nouvelles déclarations d'un petit nombre de sociétés déclarantes sur les résultats des exercices financiers antérieurs.

(2) Le revenu net en aval a été rajusté pour tenir compte de plusieurs éléments inhabituels, en répartissant leurs répercussions en proportions égales sur les deux semestres des années auxquelles ils s'appliquent.

(3) Les variations en pourcentage sont calculées à partir de la période correspondante de l'année précédente. Par exemple, l'augmentation de 13,8 % donnée pour le revenu net en amont durant le premier semestre de 1979 représente la majoration par rapport au premier semestre de 1978.

(4) L'accroissement du revenu net en amont du premier au deuxième semestre 1981 peut être dû en partie aux modifications de la méthode de comptabilité pour l'épuisement (de fondée sur les unités de production à fondée sur les recettes) chez certaines sociétés. Comme le questionnaire 1981 n'imposait pas aux sociétés d'indiquer les modifications de méthodes comptables , il n'est pas possible d'estimer l'effet de ces modifications.

Tableau 1.7
APERÇU DE L'ACTIVITÉ PAR SECTEUR (1)

	1980		1981	Variation	1980		1981	Variation
	(en millions de $)			(%)	(en millions de $)			(%)
	ACTIVITÉ EN AMONT				ACTIVITÉ EN AVAL			
RECETTES BRUTES					22706		25545	12,5
FIP					862		4124	378,4
RECETTES TOTALES	16076		16535	2,9	23568		29669	25,9
moins:-								
Frais d'exploitation	2913		3438	18,0	17665		19727	11,7
Frais d'intérêt	487	(e)	696	42,9	184	(e)	279	51,6
Redevances et impôts	4935		4928	(0,1)	1813		2629	45,0
FIP	-		-	-	862		4124	378,4
TRPG	-		924	-	-		-	-
Frais non financiers (2)	2664		2738	2,8	400		441	10,2
DÉDUCTIONS TOTALES	10999		12724	15,7	20924		27200	30,0
RECETTES AVANT IMPÔTS	5078		3811	(25,0)	2644		2469	(6,6)
moins:-								
Impôt sur le revenu courant	1038		1408	35,6	1031		845	(18,0)
Impôts reportés	1151		782	(32,1)	159		256	61,3
REVENU NET	2889		1621	(43,9)	1454		1368	(5,9)

	AUTRE ACTIVITÉ AU CANADA (3)				ACTIVITÉ À L'ÉTRANGER			
RECETTES TOTALES	1383		3132	126,4	1325		1911	44,2
moins:-								
Frais d'exploitation	1014		2414	138,1	624		952	52.6
Frais d'intérêt	108	(e)	646	498,1	37	(e)	128	245,9
Redevances et impôts	4		2	(44,4)	79		92	15,8
Frais non financiers	78		138	76,1	219		426	95,1
DÉDUCTIONS TOTALES	1204		3200	165,8	959		1598	66,6
RECETTES AVANT IMPÔTS	179		(68)	(138,0)	367		313	(14,7)
moins:-								
Impôt sur le revenu courant	(27)		(113)	321,5	32		46	41,4
Impôts reportés	43		35	(19,3)	159		154	(2,9)
REVENU NET	163		10	(93,5)	176		113	(35,6)

NOTA:

(1) Le tableau statistique A, à l'annexe III, donne de plus amples détails.

(2) Comprend E & M imputées à l'exploitation.

(3) Les autres activités au Canada comprennent les services de forage, l'extraction du charbon et de l'uranium, l'extraction des métaux et les autres activités qui ne sont pas liées au pétrole.

L'impôt total sur les opérations en amont est resté relativement constant avec un accroissement de l'impôt sur le revenu courant (plus de 36 %) qui est compensé par un déclin de l'impôt reporté (moins de 32 %). L'augmentation des impôts courants payés sur les activités en amont est en contraste avec la baisse de 25 % du revenu avant impôt sur ces activités. La majeure partie de cette anomalie provient de la TRPG, qui n'est pas déductible aux fins d'impôt. Un deuxième facteur explicatif est que la baisse des dépenses de capital en 1981 a eu pour effet une réduction des déductions aux fins de calcul de l'impôt sur le revenu courant. De plus, le passage d'un système d'encouragement fondé sur la taxation (élimination des allocations d'épuisement, suppression de l'allocation de sur-épuisement) à un système fondé sur des subventions (PESP) a eu pour effet une réduction des déductions et une augmentaion du revenu imposable.

Le revenu net tiré des activités en amont a chuté d'environ 44 %, pour se chiffrer à 1,6 milliards de dollars. La TRPG était responsable d'environ les 3/4 de la baisse de 1,3 milliard de dollars en profits tirés des activités en amont. Si l'on enlevait l'effet de la TRPG le revenu net provenant des activités en amont s'élèverait à près de 2,5 milliards de dollars, et la baisse par rapport à 1980 s'établirait à 12 %. Il y a eu également d'autres facteurs contribuant à la baisse du revenu net sur les activités en amont, par exemple, l'augmentation des frais d'exploitation et des frais d'intérêt.

Dans le secteur aval, les recettes tirées des activités ont augmenté de 6,1 milliards de dollars, soit 26 %, pour atteindre près de 30 milliards de dollars. Des 6,1 milliards de dollars d'augmentation des recettes tirées des activités en aval, environ 4,1 milliards de dollars, soit plus de 67 %, provenaient de taxes gouvernementales plus élevées, transmises par l'industrie aux consommateurs sous forme de prix plus élevés. Sans ces prélèvement accrus, les recettes en aval auraient augmenté de 13 % seulement.

Le revenu net des activités en aval a baissé de 6 % pour atteindre 1,4 milliards de dollars. De ce montant, près de 60 % était rapporté par l'industrie au cours du premier semestre de 1981 (voir tableau 1.6). Par comparaison, le rapport moyen pour les années 1978 à 1980 était de 44 %. Le faible rendement du secteur en aval pour la deuxième moitié de 1981 est dû principalement à la baisse de la demande des produits pétroliers, qui a causé des pressions de concurrence très fortes, dans la mesure où les diverses compagnies s'efforçaient de maintenir leur volume de vente à son niveau précédent. Il en est résulté une érosion des marges de profit, dans la mesure où les compagnies n'étaient pas en mesure de transmettre aux consommateurs toutes les augmentations de coûts, en rapport avec le prix du brut, ou autres.

Les variations des frais d'indemnisation pétrolière (FIP) et des prélèvements connexes (perçus de façon semblable) ont eu d'importants effets sur le revenu en aval, tant en 1980 qu'en 1981.(1) Les FIP s'appliquent à tous les importateurs de produits raffinés et à tous les raffineurs canadiens en fonction de la quantité de pétrole brut livrée à la raffinerie. Or les raffineurs ont droit de faire répercuter les coûts des FIP sur les consommateurs dès leur entrée en vigueur.(2) Cela signifie donc que les stocks courants, qui n'ont pas été visés par l'augmentation FIP, sont vendus avec un profit supérieur. Par contre, les réductions des FIP entraînent une perte pour les raffineurs sur la vente des produits en stock à la date de la réduction.

---

(1) Les modifications apportées au FIP en 1980 et 1981 sont résumées en annexe V.

(2) Par contre les raffineurs doivent atteindre 60 jours avant de faire répercuter les hausses des prix à la tête de puits sur les consommateurs.

L'estimation des profits après impôt repose pour 1980 et 1981 sur les niveaux de stocks tangibles de brut à la raffinerie sur les produits dont disposaient les sociétés déclarantes qui menaient des activités de raffinage à la fin du mois qui a précédé la mise en application de divers frais. Le tableau 1.8 présente les valeurs estimées des gains après impôt, ainsi que les pertes encourues en raison de la réduction, le 30 novembre 1981, des FIP. Le tableau indique que si l'on supprime l'incidence des gains et des pertes d'inventaires dus aux variations des FIP, le revenu net en aval a diminué de 18 % en 1981, au lieu d'une baisse de 6 % sur les profits en aval non rajustés.

Étant donné que les profits d'inventaires sur les augmentations des FIP sont imposables, le montant conservé par l'industrie après paiement des impôts sur ces profits n'est pas suffisant pour remplacer les volumes de produits tirés des stocks lors des augmentations des FIP. Par conséquent, pour chaque augmentation des FIP l'industrie doit trouver des fonds, soit à partir des recettes sur ces activités, soit à partir de sources externes (savoir dette) pour remplacer les stocks au niveau de coûts plus élevés. En cas d'une baisse des FIP, l'industrie subit une perte sur les produits vendus de ces stocks (avec rajustement en fonction des réductions d'impôt dues aux pertes de recettes), mais jouit d'une réduction de ses besoins de fonds de roulement. L'incidence des variations des FIP sur le volume des fonds de roulement nécessaires à l'industrie pour ses activités fait l'objet d'une discussion ci-dessous. (Voir page 37).

Les profits après impôt sur les autres activités au Canada ont baissé de 163 millions de dollars à 10 millions de dollars, soit de 94 %. La raison principale de cette chute importante des profits résulte de l'allocation d'importants montants de frais d'intérêt à ce secteur d'activités par plusieurs grandes sociétés déclarantes, y compris quelques sociétés engagées dans des prises en charge.

Le tableau 1.7 indique que le montant des frais d'intérêt alloués aux autres secteurs d'activités au Canada a augmenté de près de 500 %, pour atteindre 646 millions de dollars en 1981. Ainsi, le secteur des autres activités au Canada représentait environ 6 % du total des recettes de l'industrie en 1981, mais 37 % du total des frais d'intérêt imputés aux activités. Cette allocation disproportionnée de frais d'intérêt à ce secteur rend difficile l'évaluation du rendement financier du secteur. Dans la mesure où certaines parties de ces frais d'intérêt pourraient être attribuées aux secteurs aval et amont, les valeurs des revenus nets et des ressources d'autofinancement pour ces secteurs seraient inférieures à celles indiquées dans le présent rapport.

Les profits après impôt sur les activités à l'étranger ont baissé de 36 % pour une valeur de 113 millions de dollars. Cette baisse est due à un certain nombre de facteurs. Une compagnie, en vertu des règles de comptabilité de la Security and Exchange Commission (SEC) des États-Unis, a déprécié ses actifs aux États-Unis en 1981, avec pour effet une perte de revenu net de 10,9 millions de dollars. De plus, la suspension de certaines activités minières dans le domaine des métaux aux États-Unis, due à la baisse des prix mondiaux, a contribué à la baisse des profits après impôt.

Tableau 1.8

REVENU NET EN AVAL RAJUSTÉ

	1980	1981	Variation
	(millions de $)		(%)
Revenu net en aval non rajusté	1454	1368	(5,9)
moins: Gains dus aux augmentations des FIP	84	334	297,6
Pertes dues à la réduction des FIP	-	(93)	-
Revenu net rajusté	1370	1127	(17,7)

II. SOURCES DES FONDS

Le tableau 2.1 résume les sources de fonds de l'industrie. Au total les sources de fonds à la disposition de l'industrie se sont élevées de 46 % pendant 1981 pour atteindre 22,4 milliards de dollars. Les ressources d'autofinancement (ou liquidités produites par les activités) ont décru de 15 % pour se chiffrer à 8,1 milliards de dollars, alors que les sources externes de fonds se sont accrues de 147 % pour atteindre 14,3 milliards de dollars. La nouvelle dette à long terme, dont la majeure partie a été assumée par des sociétés sous contrôle canadien, aux fins de prise de contrôle ou d'acquisitions, a totalisé plus de 9,4 milliards de dollars pendant 1981, soit une augmentation de plus de 240 %, la plus importante composante d'accroissement des sources externes de fonds. Les subventions PESP, nouvelle source de fonds pour l'industrie, représentaient un total de 670 millions de dollars en 1981 pour les sociétés déclarantes.

Ressources d'autofinancement

Les sources internes de fonds, ou ressources d'autofinancement, désignent le montant de liquidités que l'industrie a tiré directement des activités. Ces ressources comprennent le revenu net, l'impôt reporté, les dépenses d'exploration et de mise en valeur qui sont imputées sur le revenu courant, plus tous les postes non monétaires (dépréciation, épuisement et amortissement) qui sont engagés au cours d'une période donnée sans qu'il s'agisse de dépenses monétaires réelles au cours de cette période.

Le revenu net compris dans les ressources d'autofinancement, comme l'indique le tableau 2.1, a baissé à 3,1 milliards de dollars, soit de 34 %. Par contre, il y a eu une hausse de 2 % des dépenses non monétaires et frais connexes. Des 5 milliards de dollars des postes non monétaires, les éléments les plus significatifs ont été 1,7 milliard de dollars de dépenses d'exploration et de mise en valeur imputées sur les activités (c'est-à-dire les efforts de forage infructueux), 1,2 milliard de dollars de dépréciation et 1,2 milliard de dollars d'impôt reporté.

Le tableau 2.2 indique la répartition des ressources d'autofinancement selon les quatre principaux secteurs d'activités de l'industrie. Les ressources tirées de l'ensemble des activités ont diminué d'environ 15 %. Cette baisse est due à une chute de 23 % des ressources d'autofinancement provenant des activités en amont. Les ressources d'autofinancement tirées des activités en amont représentent 64 % des ressources d'autofinancement totales, contre 70 % en 1980. Les ressources d'autofinancement en aval et les ressources d'autofinancement provenant des activités à l'étranger ont connu des augmentations relativement faibles, qui n'ont compensé qu'en partie la baisse dans les activités en amont et des autres activités au Canada.

Le tableau 2.3 présente des données sur les ressources d'autofinancement et sur les frais d'intérêt, tant imputées aux dépenses que capitalisées, pour les divers groupes de sociétés. La colonne 1 du tableau indique les ressources d'autofinancement provenant du total des activités, par groupe de sociétés. La colonne 2 présente le total des frais d'intérêt (tant imputés aux dépenses que capitalisés), alors que la colonne 3 représente la somme des ressources d'autofinancement et des frais d'intérêt imputés aux dépenses (l'intérêt capitalisé n'est pas ajouté, parce qu'il n'est pas déduit comme dépense dans le calcul des ressources d'autofinancement). Cet autofinancement "rajusté", présenté en colonne 3, indique le total des ressources internes de fonds dont dispose chaque groupe de sociétés pour faire face aux paiements d'intérêt et autres dépenses.

La colonne 4 du tableau présente le rapport des sources d'autofinancement rajustées (colonne 3) au total des frais d'intérêt annuels (colonne 2). Ce rapport indique dans quelle mesure relative les groupes de sociétés peuvent faire face à leurs frais d'intérêt totaux à

Tableau 2.1

SOURCES DES FONDS

	1980	1981	Variation	Pourcentage du total 1980	Pourcentage du total 1981
	(millions de $)		(%)		
Sources internes					
Revenu net	4681	3112	(33,5)	30,5	13,9
Postes non-monétaires (1)	4872	4971	2,0	31,7	22,2
Total des sources internes	9553	8083	(15,4)	62,2	36,1
Sources externes					
Nouvelle dette à long terme (2)	2743	9398	242,6	17,9	42,0
Nouvelles émissions d'actions	1559	1826	17,1	10,2	8,1
Subventions PESP	–	670	–	–	3,0
Diminution du fonds de roulement	677	1126	66,2	4,4	5,0
Toutes autres sources (3)	820	1299	58,4	5,3	5,8
Total des sources externes	5799	14319	146,9	37,8	63,9
TOTAL - SOURCES	15352	22402	45,9	100,0	100,0

NOTA:

(1) Cette source comprend des postes engagés au cours d'une période comptable sans qu'il s'agisse nécessairement de dépenses monétaires réelles au cours de cette période, nommément la dépréciation, l'épuisement et l'amortissement, de même que les dépenses d'exploration et de mise en valeur imputées sur le revenu courant. Elle comprend également les impôts reportés.

(2) Les chiffres donnés représentent les sources brutes de fonds. Par exemple, le chiffre de 9,4 milliards de dollars représente le total de la nouvelle dette à long terme réunie par les sociétés déclarantes pendant 1981. Certaines sociétés, toutefois, ont déclaré une diminution nette de leur dette à long terme (remboursement de la dette), qui est inscrite comme une affectation des fonds au tableau 3.1.

(3) La catégorie "toutes autres sources", comprend les subventions provinciales autres que PESP, les produits des ventes d'actif comme la propriété et l'équipement d'usines, et les paiements anticipés sur production reportée (gaz naturel).

Tableau 2.2

RÉPARTITION DES RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT
SELON LE SECTEUR D'ACTIVITÉ

	1980	1981	Variation	Pourcentage du total 1980	1981
	(millions de $)		(%)		
Amont	6704	5141	(23,3)	70,1	63,6
Aval	2013	2065	2,6	21,1	25,5
Autres activités au Canada	284	183	(35,4)	3,0	2,3
Autres activités à l'étranger	553	694	25,5	5,8	8,6
TOTAL DES RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT	9553	8083	(15,4)	100,0	100,0

partir des sources des fonds internes. Comme le tableau l'indique, l'autofinancement rajusté pour les sociétés sous contrôle canadien considérées dans leur ensemble, représentait 2,6 fois le total de leurs frais d'intérêt. Autrement dit, les frais d'intérêt représentaient environ 38 % des ressources d'autofinancement des sociétés en 1981. Par contraste, le groupe des sociétés sous contrôle étranger disposaient de ressources d'autofinancement représentant près de 14 fois les frais d'intérêts de ces sociétés.

Le tableau met l'accent sur les difficultés auxquelles font face les sociétés sous contrôle canadien dans l'industrie du pétrole, qui sont dues au fait que ces sociétés utilisent un capital de dette pour financer leurs dépenses à long terme. Si la situation se prolonge où plus d'un tiers des ressources d'autofinancement (rajustées) est absorbé chaque année par les frais d'intérêt, ces sociétés peuvent être forcées de réduire le niveau de programme de dépenses capital à venir. Toutefois, l'augmentation du niveau des subventions annuelles provenant du gouvernement fédéral et du gouvernement de l'Alberta au fur et à mesure du développement du programme PESP, (voir tableau 2.5) ainsi que les modifications des règlements de recettes et d'impôt annoncés par l'Alberta et le gouvernement fédéral en avril et mai 1982 respectivement, devraient aider ces sociétés en élevant le niveau d'ensemble des fonds disponibles.

Sources externes de fonds

En plus des fonds d'autofinancement, l'industrie a réuni 14,3 milliards de dollars à partir de sources externes, comme l'indique le tableau 2.1. Ces sources externes de fonds représentaient 64 % du total des sources de fonds, pourcentage fort différent des 38 % de 1980. L'accroissement de 8,5 milliards de dollars de ces sources est dû principalement à un accroissement de la dette à long terme de 6,6 milliards de dollars. Le reste de l'accroissement des sources externes est composé de 0,7 milliard de dollars en subventions PESP du gouvernement, d'une augmentation de 0,3 milliard de dollars en avoir propre, d'une réduction de 0,5 milliard de dollars des fonds de roulement et de près de 0,5 milliard de dollars d'autres sources.

Tableau 2.3

RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT ET FRAIS D'INTÉRÊTS PAR GROUPE DE SOCIÉTÉS ET PAR COMPOSANTE

	1	2	3	4
	Auto-financement	Total frais d'intérêts (1)	Ressources d'auto-financement rajustées (2)	Rapport colonne 3 à colonne 2
	(millions de $)			
Sociétés intégrées	3765	230	3995	17,4
Grandes sociétés				
Sous contrôle canadien	2177	1228	3171	2,6
Sous contrôle étranger	984	35	1019	29,1
Petites sociétés				
Sous contrôle canadien	857	446	1231	2,8
Sous contrôle étranger	299	126	415	3,3
TOTAL - INDUSTRIE	8083	2065	9831	4,8
Sous contrôle canadien	3035	1674	4402	2,6
Sous contrôle étranger	5048	391	5429	13,9

NOTA:

(1) En plus des 1,7 milliard de dollars de frais d'intérêt imputés aux activités en 1981, il y a eu capitalisation d'un total estimé à 317 millions de dollars. La majeure partie de ce total est attribuable aux sociétés sous contrôle canadien, les grandes et petites sociétés sous contrôle canadien représentant respectivement 233 et 72 millions de dollars.

(2) L'autofinancement rajusté correspond à la somme des ressources internes et des frais d'intérêt imputés aux dépenses. Les frais d'intérêts capitalisés ne sont pas inclus parce qu'ils ne sont pas considérés comme dépenses déductibles dans le calcul de l'autofinancement.

Les 9,4 milliards de dollars de dette à long terme réunis en 1981 étaient principalement destinés aux acquisitions et prises de contrôle de sociétés ou d'actifs liés au pétrole par des sociétés sous contrôle canadien. Ces sociétés étaient responsables de 8,2 milliards de dollars, soit 87 % du total de la nouvelle dette à long terme.

L'ASSP a estimé que le montant de dettes nouvelles à long terme réunies en 1980 et 1981 en rapport avec les activités de prises de contrôle ou d'acquisitions était de 0,7 milliard de dollars et 4,9 milliards de dollars respectivement. Si l'on soustrait ces montants de ceux indiqués dans le tableau 2.1 pour la dette à long terme, les chiffres rajustés pour la nouvelle dette à long terme seraient de 2,0 milliards de dollars et 4,5 milliards respectivement pour 1980 et 1981. Ceci représenterait un taux de croissance de 125 %, au lieu des 243 % indiqué dans le tableau.

Une importante nouvelle source de fonds pour l'industrie en 1981 était constituée par les subventions gouvernementales PESP. Un des objectifs déclarés du PEN est d'augmenter la part de propriété canadienne dans l'industrie du pétrole et du gaz. Dans ce but, on va accorder des incitations directes sous forme de subventions PESP aux entreprises qui satisfont aux conditions et qui effectuent des activités spécifiques d'exploration, de mise en valeur et de production de pétrole et de gaz au Canada. Le niveau de ces incitations est variable selon la région où s'effectuent les activités d'exploration et de mise en valeur, et il est plus élevé pour les entreprises qui sont sous contrôle canadien, avec une part de propriété canadienne spécifiée. Le gouvernement de l'Alberta assurera l'administration et le paiement des incitations dans le cadre de ce programme pour les activités à l'intérieur de l'Alberta, et le gouvernement fédéral assurera l'administration du programme ailleurs au Canada.

Le tableau 2.4 indique que les sociétés déclarantes à l'ASSP ont estimé le niveau de leurs droits aux subventions PESP à un total de 670 millions de dollars en 1981. Les sociétés sous contrôle canadien représentaient une part de 563 millions de dollars, soit 84 %, du total des subventions PESP déclarées par les sociétés à l'ASSP. (1) Sur le total de 670 millions de dollars, on estime que les montants payables par le gouvernement fédéral et l'Alberta seront de 470 millions de dollars et 200 millions de dollars respectivement.

Comme on l'a noté ci-dessus (page 10), les sociétés pouvaient compenser (uniquement pour les fins de gestion des liquidités) leurs passifs TRPG par les fonds accumulés estimés au titre de subventions PESP. Le tableau 2.5 illustre l'incidence nette de cette compensation, en présentant des données sur les niveaux estimés des subventions PESP (colonne 1) et des passifs au titre de la TRPG (colonne 2) pour chaque groupe de sociétés dans la population des sociétés déclarantes à l'ASSP. La colonne 3 du tableau indique que l'incidence nette du PESP et de la TRPG, pour l'ensemble de l'industrie, revient à une réduction de 254 millions de dollars de sources de fonds en amont pour 1981.

---

(1) En plus des subventions PESP indiquées au tableau 2.4, il existe des sociétés plus petites, qui ne font pas de déclaration à l'ASSP, ainsi que des entités non corporatives comme les fonds de forage, qui auront également droit à des subventions PESP en 1981. Les petites sociétés incorporées qui ne font pas déclaration à l'ASSP représentent un volume supplémentaire de subventions PESP estimé à 140 millions de dollars. Les résultats préliminaires d'une étude spéciale sur les fonds de forage qui est actuellement en cours d'achèvement à l'ASSP suggèrent que les fonds de forage auront droit à environ 90 millions de dollars en subventions PESP en 1981.

Tableau 2.4

ESTIMATIONS DES SUBVENTIONS PESP
POUR LES SOCIÉTÉS DÉCLARANTES À L'ASSP

	C.-B.	Alberta	Sask.	Autres Provinces	Terres du Canada	Total
	(millions de dollars)					
Dépenses						
Exploration	16	146	2	-	445	609
Mise en valeur	4	53	2	1	-	60
Production	-	1	-	-	-	1
TOTAL	20	200	4	1	445	670
Sous contrôle canadien	20	200	4	1	338	563
Sous contrôle étranger	-	-	-	-	107	107

La colonne 4 indique que la compensation PESP/TRPG calculée société par société pour les sociétés qui sont en mesure d'effectuer une telle compensation, représente un total de 319 millions de dollars. Cette compensation est inférieure à la compensation possible maximum, 670 millions de dollars, parce que le montant des subventions PESP pour certaines compagnies, presque toutes sous contrôle canadien, dépassait leur passif au titre de la TRPG. La compensation nette présentait une différence marquée entre les sociétés sous contrôle canadien et les sociétés sous contrôle étranger, les premières compensant 2/3 de leur passif au titre de la TRPG (215 millions de dollars sur 329 millions de dollars) et les secondes environ 17 % (104 millions de dollars sur 595 millions de dollars).

Comme indiqué ci-dessus les subventions de l'ordre de 670 millions de dollars accordées a l'industrie par le gouvernement fédéral et celui de l'Alberta dans le cadre du PESP ont été déduites des 924 millions en TRPG d'où un déficit net de 254 millions de dollars qui a été reparti entre l'excédent de 234 millions du PESP par rapport à la TRPG perçue auprès de sociétés contrôlées par des canadiens et le déficit de 488 millions de dollars en ce qui concerne les sociétés à capitaux étrangers. Ces chiffres montrent bien que le tendance est inversée par rapport au régime précédent qui, en prévoyant des primes d'encouragement pour les dépenses d'exploration et de mise en valeur, avait tendance à favoriser sur le plan fiscal les plus grosses sociétés surtout controlées par des capitaux étrangers.

Tableau 2.5

INCIDENCE NETTE DU PESP ET DE LA TRPG SUR LES SOURCES DE FONDS AMONT

	1 Total des subventions du PESP	2 TRPG	3 Incidence sur sources de fonds amont	4 Compensation PESP/TRPG possible (1)
	(millions de $)			
Sociétés intégrées	84	384	(300)	84
Grandes sociétés				
Sous contrôle canadien	463	259	204	170
Sous contrôle étranger	20	171	(151)	20
Petites sociétés				
Sous contrôle canadien	100	70	30	45
Sous contrôle étranger	3	40	(37)	-
Total pour l'industrie	670	924	(254)	319(2)
Sous contrôle canadien	563	329	234	215
Sous contrôle étranger	107	595	(488)	104

NOTA:

(1) La compensation possible indiquée en colonne 4 est inférieure au montant des subventions PESP indiquées dans la colonne 1. Ceci vient du fait que le montant des subventions PESP pour certaines sociétés (presque toutes sous contrôle canadien) excédait le passif au titre de la TRPG. Les chiffres de la colonne 4 représentent le montant maximum de compensation PESP/TRPG pour les sociétés susceptibles d'une telle compensation.

(2) La compensation de 319 millions de dollars indique que, s'il avait été possible de compenser au moyen des subventions PESP la TRPG pour déterminer le revenu net dans la déclaration financière, le revenu net pour l'ensemble de l'industrie aurait été supérieur, par un montant qui aurait pu atteindre 319 millions de dollars. Le chiffre réel serait quelque peu inférieur, en raison du fait que la portion du PESP correspondant aux efforts d'exploration et de mise en valeur infructueux (pour les sociétés qui utilisent la méthode de capitalisation des efforts fructueux) aurait été représentée dans le revenu net de 1981. Il n'est pas possible de déterminer ce montant avec précision, mais il ne représente probablement qu'une petite partie du total.

III. AFFECTATIONS DES FONDS

Un résumé des affectations des fonds dans l'industrie est donné au tableau 3.1. Au total, les affectations de fonds ont augmenté de 46 % pour se chiffrer à 22,4 milliards de dollars et les dépenses de capital qui ont représenté plus de la moitié du total des affectations de fonds se sont accrues de 21 % pour se chiffrer à 11,6 milliards de dollars. La catégorie "toutes les autres affectations", qui comprend surtout des fonds affectés aux acquisitions, s'est chiffrée à 6,6 milliards de dollars, soit une augmentation de plus de 300 %. La hausse de 5 milliards de dollars dans cette catégorie représente 70 % de la hausse globale des affectations de fonds d'une année à l'autre.

Tableau 3.1

AFFECTATIONS DES FONDS

				Pourcentage du revenu net	
	1980	1981	Variation	1980	1981
	(millions de $)		(%)		
Dépenses de capital au Canada	8448	9844	16,5	55,0	43,9
Dépenses de capital à l'étranger	1151	1728	50,1	7,5	7,7
TOTAL DES DÉPENSES DE CAPITAL	9598	11571	20,6	62,5	51,7
Dividendes	940	1119	19,0	6,1	5,0
Réduction de l'avoir propre	160	239	48,8	1,0	1,1
Diminution de la dette à long terme	610	661	8,2	4,0	2,9
Augmentation du fonds de roulement	2416	2189	(9,4)	15,7	9,8
Toutes autres affectations	1628	6623	307,0	10,6	29,5
TOTAL - TOUTES AFFECTATIONS	15352	22402	45,9	100,0	100,0

Dépenses de Capital

Le tableau 3.2 présente des informations sur les dépenses de capital de l'industrie. Le total des dépenses en amont au Canada se chiffrait à 6,7 milliards de dollars soit une baisse de 200 millions de dollars, ou 3 %. Cette baisse comprend une réduction de l'ordre de 593 millions de dollars (soit 15 %) pour les dépenses engagées par les sociétés sous contrôle étranger, réduction compensée en partie par une augmentation de 376 millions de dollars (soit 13 %) pour les dépenses engagées par les sociétés sous contrôle canadien. Les subventions PESP aux sociétés sous contrôle canadien (tableau 2.4) représentaient 563 millions de dollars, soit 17 % du total de leurs dépenses en amont pour 1981, c'est-à-dire

3,3 milliards de dollars. Pour les sociétés sous contrôle étranger, les subventions PESP, 107 millions de dollars, représentaient environ 3 % du total de leurs dépenses en amont, 3,4 milliards. Si l'on considère les dépenses de capital sans inclure le PESP, les sociétés sous contrôle canadien et sous contrôle étranger ont présenté des baisses de dépenses de capital en amont, respectivement de 6 % et de 18 %.

La répartition géographique des dépenses d'exploration au Canada est donnée au tableau 3.3. Dans les terres provinciales, les dépenses ont baissé de 25 % à 2,6 milliards de dollars, et ont constitué 68 % du total des dépenses d'exploration au Canada, soit une baisse du niveau de 82 % par rapport à 1980. Par contre, les dépenses dans les Terres du Canada ont augmenté de 67 %, pour passer à 1,2 milliard de dollars.

Plusieurs sociétés, dans leur rapport annuel aux actionnaires, ont attribué la baisse des dépenses en amont sur les terres provinciales en 1981 à deux facteurs principaux. La première raison donnée était l'incertitude due au manque d'accord entre le gouvernement fédéral et les gouvernements des provinces productrices de l'Ouest dans la période qui a suivi immédiatement la présentation du PEN, et avant la signature des divers accords provinciaux-fédéraux sur l'énergie dans le deuxième semestre de 1981. Le deuxième facteur mentionné était l'abolition au début de 1981 par le gouvernement fédéral des États-Unis de tous les contrôles des prix sur la production de pétrole brut aux États-Unis. L'augmentation des prix du pétrole brut constitue un facteur majeur de l'augmentation d'investissement par des sociétés canadiennes aux États-Unis en 1981 (voir ci-dessous). Même s'il est difficile de l'évaluer, les conditions économiques nationales et internationales ont également contribué à la diminution des investissements sur les terres provinciales.

La baisse des dépenses d'exploration et de mise en valeur au Canada en 1981 s'est reflétée dans des réductions du nombre de puits achevés et du nombre de mètres de forage. Comme l'indique le tableau 3.4, les nombres de puits d'exploration et de mise en valeur achevés en 1981 ont baissé de 21 % et de 28 % respectivement par rapport à 1980. Le nombre total de mètres de forage a baissé de 10,6 millions en 1980 à 8,0, soit de 25 %.

La baisse du nombre des puits achevés et du nombre de mètres de forage en 1981 se mesure par rapport au niveau record d'activités d'exploration et de mise en valeur au Canada en 1980. S'il est vrai que l'activité a baissé en 1981, le nombre total de puits d'exploration et de mise en valeur forés cette année-là (6 834) est semblable aux valeurs pour 1978 (6 800) et 1979 (6 810).

Les dépenses de capital en aval ont augmenté de près de 160 %, pour une valeur de 2 milliards de dollars. Cette augmentation s'explique en grande partie par des dépenses engagées par un certain nombre de sociétés pour des modifications de leurs raffineries, ayant principalement pour but d'augmenter le pourcentage des produits légers dans la production des raffineries. L'augmentation de 220 millions des dépenses d'extraction des ressources énergétiques minières correspond aux investissements dans des mines de charbon, principalement par les sociétés intégrées.

Les dépenses de capital à l'étranger ont augmenté de 50 %, pour atteindre un niveau de 1,7 milliard de dollars, environ 60 % de ces dépenses ayant lieu aux États-Unis. Les sociétés sous contrôle canadien correspondent à 1,6 milliard de dollars, soit plus de 90 %, du total des dépenses de capital de l'industrie à l'étranger en 1981. Les petites sociétés sous contrôle canadien ont porté leurs investissements de capital à l'étranger à 833 millions de dollars, soit une augmentation de 81 %. Les dépenses de capital à l'étranger représentaient près de 40 % du total des dépenses de capital de ce groupe de sociétés en 1981, comparé à 29 % en 1980.

Tableau 3.2

DÉPENSES DE CAPITAL – RÉSUMÉ(1)

	1980	1981	Variation	Pourcentage du total 1980	Pourcentage du total 1981
	(millions de $)		(%)		
Exploration (2)	4135	3766	(8,9)	43,1	32,5
Mise en valeur	1036	1031	(0,5)	10,8	8,9
Production	1095	1381	26,1	11,4	11,9
Non classique (3)	657	528	(19,6)	6,8	4,6
TOTAL - AMONT (4)	6923	6706	(3,1)	72,1	58,0
Aval	755	1952	158,5	7,9	16,9
Extraction des ressources énergétiques minières	126	348	176,2	1,3	3,0
Autres	643	837	30,1	6,7	7,2
TOTAL - DÉPENSES AU CANADA	8448	9844	16,5	88,0	85,1
Dépenses de capital à l'étranger	1151	1728	50,1	12.0	14,9
TOTAL DES DÉPENSES DE CAPITAL	9598	11571	20,6	100,0	100,0

NOTA:

(1) Pour une ventilation plus détaillée des dépenses de capital en amont, veuillez vous référer au tableau C de l'annexe III à la fin du présent rapport. Le tableau D fournit des données supplémentaires sur les dépenses totales de capital.

(2) Les chiffres donnés ne comprennent pas les dépenses engagées par des fonds de forage, sauf dans la mesure où certaines sociétés déclarantes possèdent une portion d'un de ces fonds. L'ASSP est en train d'effectuer une enquête sur les activités des fonds de forage au Canada en 1978-1981, qui fera l'objet d'une publication à venir.

(3) Comprend les usines de sable pétrolifères et les projets relatifs au pétrole lourd non-classique.

(4) Les dépenses de capital en amont sont données en chiffres bruts sans rajustements à la baisse pour les subventions du PESP. Cette technique veut faciliter les comparaisons de dépenses de capital sur une longue période. Ainsi les 670 millions de dollars enregistrés au chapitre des subventions du PESP pour 1981 sont compris dans les données sur les dépenses de capital en amont. Les subventions elles-mêmes paraissent au tableau 2.1 comme source de fonds.

Tableau 3.3

DÉPENSES DE CAPITAL[1]
ENGAGÉES DANS L'EXPLORATION AU CANADA, SELON L'EMPLACEMENT

	1980	1981	Variation
	(millions de $)		(%)
PUITS D'EXPLORATION			
Provinces	3416	2562[2]	(25,0)
Terres du Canada	719	1204	67,4
Au large des côtes	336	461	-
Dans les Territoires et dans la mer de Beaufort	299	675	-
Archipel arctique	84	68	
TOTAL – CANADA	4135	3766	(8,9)

NOTA:

(1) Les dépenses d'exploration comportent trois composantes: territoires et concessions, géologie et géophysique, et forages d'exploration. Cette dernière composante est de loin la plus importante, représentant en 1981, 2,5 milliards de dollars, soit 68 % du total de 3,8 milliards de dollars. Les deux autres composantes représentaient environ 600 millions de dollars chacune en 1981.

(2) Les principales composantes des dépenses dans les provinces étaient: l'Alberta (2 154 millions) la Colombie-Britannique (283 millions) et la Saskatchewan (104 millions). Il n'y pas de ventilation par province pour 1980.

Tableau 3.4

PUITS ACHEVÉS ET MÈTRES DE FORAGE AU CANADA(1)

	1980	1981	Variation (%)
PUITS ACHEVÉS (nombres de puits)			
Exploration	3896	3074	(21,1)
Mise en valeur	5254	3760	(28,4)
TOTAL	9150	6834	(25,3)
MÈTRES DE FORAGE (milliers)			
Exploration	5391	4256	(21,1)
Mise en valeur	5230	3735	(28,6)
TOTAL	10621	7991	(24,8)

NOTA:

(1) Source: Nickle's Daily Oil Bulletin. Les données sur les puits achevés contenues dans le Rapport d'examen pour le premier semestre 1981 (p. 26) étaient exagérées, mais les pourcentages de variation d'une période à l'autre étaient approximativement corrects.

Dans le but de placer les dépenses de capital de l'industrie pétrolière en perspective, le tableau 3.5 donne une comparaison des dépenses de capital de l'industrie avec celles des autres secteurs non financiers de l'économie. Selon les données de Statistique Canada, le rapport des dépenses de capital de l'industrie pétrolière au total des dépenses de toutes les autres industries financières a baissé de 56 % à 48 % en 1981. Les chiffres du tableau indiquent la part importante du total des dépenses de capital des industries non financières que représente le secteur pétrolier.

Dividendes

Selon le tableau 3.6, les paiements de dividendes se sont accrus de 19 % pour atteindre 1,1 milliard de dollars pendant 1981. Les paiements de dividendes, pour les sociétés sous contrôle canadien ont augmenté plus rapidement (24 %) que ceux des sociétés sous contrôle

étranger (17 %). Le pourcentage du revenu net versé sous forme de dividendes aux actionnaires a augmenté pour s'établir à 35 % pour les sociétés sous contrôle canadien et à 36 % pour les sociétés sous contrôle étranger.

La hausse du pourcentage du revenu net payé sous forme de dividendes résultait de l'accroissement du montant de dividendes, et de la baisse du revenu net. La baisse du revenu net a eu un effet plus important que l'accroissement absolu des dividendes. Si le revenu net était demeuré constant, le pourcentage du revenu net de l'industrie payé sous forme de dividendes aurait augmenté à 24 % au lieu de 36 %.

Fonds de roulement net

Le tableau 3.7 rélève que les fonds de roulement, qui sont la différence entre l'actif courant et le passif courant, ont augmenté de 15 % en valeur nette pour l'ensemble des sociétés pour atteindre 8,2 milliards de dollars en 1981. L'accroissement relativement important (plus de 400 millions) des fonds de roulement nets des grandes sociétés sous contrôle canadien s'explique principalement par la création d'une nouvelle société dans cette catégorie en 1981.

La valeur des stocks, composante majeure des fonds de roulement, a subi une hausse de 2,1 milliards de dollars (40 %) pour atteindre 7,4 milliards de dollars . Cette augmentation est due aux prix plus élevés, ainsi qu'au rajustement à la hausse de la valeur des stocks dû aux modifications des FIP. Les comptes à recevoir ont augmenté de 23 %, atteignant 8,2 milliards de dollars. Les comptes à payer se sont accrus de 24 %, de 5,7 milliards à 7,1 milliards, et les autres passifs courants ont augmenté de 36 %, à 4,2 milliards.

Autres affectations des fonds

Il s'agit surtout ici de fonds utilisés pour des acquisitions et des prises de contrôle effectuées par les sociétés déclarantes ainsi que des avances de fonds, des comptes à recevoir à long terme, et des investissements à long terme.

Le tableau 3.8 indique que les dépenses pour les autres affectations des fonds effectuées tant par les sociétés sous contrôle étranger que par celles sous contrôle canadien, ont augmenté en 1981, suivant un taux beaucoup plus élevé pour les compagnies sous contrôle canadien. Près de 80 % des 6,3 milliards de dollars dépensés durant l'année pour les autres affectations ont servi à l'acquisition, par des intérêts canadiens, de sociétés sous contrôle étranger œuvrant dans le secteur du pétrole.

Le Rapport d'examen 1980 (page 45-48) présentait également des données sur les sources de fonds pour un groupe choisi (environ 30) de grandes sociétés pour la période 71-80, et présentait des commentaires sur le rendement relatif des sociétés sous contrôle canadien et sous contrôle étranger au cours de cette période. Les données correspondantes pour la période 1971-81 apparaissent dans le tableau G de l'Annexe III du présent rapport. Toutefois, en raison des nombreuses prises de contrôle en 1981, il n'est plus possible de donner une ventilation significative quant aux rendements relatifs de deux groupes de firmes au cours de la période 1971-81. Il en ressort comme point saillant de l'analyse des données que 1981 a été marqué par une baisse du revenu net et des ressources d'autofinancement après une décennie d'augmentation annuelle constante.

Tableau 3.5

TOTAL DES DÉPENSES DE CAPITAL

SECTEUR PÉTROLIER ET INDUSTRIES NON FINANCIÈRES(1)

		Dépenses de capital (millions de $)	
1.	Secteur Manufacturier (2)	8437	10224
2.	Secteur minier (2)	2258	2465
3.	Autres industries non financières (2)	6999	9419
4.	TOTAL – INDUSTRIES NON FINANCIÈRES (à l'exclusion du secteur Pétrolier)	17694	22108
5.	Secteur pétrolier	9820	10593
6.	TOTAL – INDUSTRIES NON FINANCIÈRES (y compris le secteur pétrolier)	27514	32701
7.	Ligne 5 en % de la ligne 6	35,7	32,4
8.	Ligne 5 en % de la ligne 4	55,5	47,9

NOTA:

(1) SOURCE: Statistique Canada 61-003, Sociétés industrielles – statistiques financières.

(2) La composante "pétrole" des secteurs manufacturiers et miniers et des autres industries non financières n'est pas comprise.

Tableau 3.6

PAIEMENTS DE DIVIDENDES

	1980	1981	Variation	Pourcentage du revenu net (1) 1980	1981
	(millions de $)		(%)		
Sociétés intégrées	537	658	22,3	22,5	40,8
Grandes sociétés					
Sous contrôle canadien	256	318	24,3	18,8	35,1
Sous contrôle étranger	37	32	(15,5)	7,2	11,0
Petites sociétés					
Sous contrôle canadien	65	78	20,4	22,3	36,1
Sous contrôle étranger	44	33	(24,3)	36,1	38,1
TOTAL – INDUSTRIE	940	1119	19,0	20,1	36,0
Sous contrôle canadien	321	396	23,5	19,5	35,3
Sous contrôle étranger	619	723	16,7	20,4	36,3

NOTA:

(1) Le pourcentage du revenu net payé sous forme de dividendes s'obtient en divisant les dividendes payés par chaque groupe par le revenu net sur l'ensemble des activités (tableau 1.3).

Tableau 3.7

FONDS DE ROULEMENT NET(1)

	1980	1981	Variation
	(millions de $)		(%)
Sociétés intégrées	5058	5405	6,9
Grandes sociétés			
Sous contrôle canadien	1146	1603	39,8
Sous contrôle étranger	619	775	25,2
Petites sociétés			
Sous contrôle canadien	237	356	50,5
Sous contrôle étranger	59	49	(16,6)
TOTAL – INDUSTRIE	7119	8188	15,0
Sous contrôle canadien	1383	1958	41,6
Sous contrôle étranger	5737	6230	8,6

NOTA:

(1) Le fonds de roulement se compose des stocks, des investissements comptants et à court terme, des comptes à recevoir et des autres éléments d'actif courant moins tout le passif courant. Les chiffres indiqués représentent les soldes en fin d'année du fonds de roulement dans l'industrie. L'augmentation de 1 069 millions de dollars dans le fonds de roulement pendant l'année peut être trouvée à partir des tableaux 2.1 et 3.1 dans le texte. On trouvera les détails des fonds de roulement au tableau E de l'Annexe III.

Tableau 3.8

AUTRES AFFECTATIONS DES FONDS

				Pourcentage du total	
	1980	1981	Variation	1980	1981
	(millions de $)		(%)		
Sociétés sous contrôle canadien	1343	6278	367,4	82,6	94,8
Sociétés sous contrôle étranger	283	346	22,1	17,4	5,2
TOTAL – INDUSTRIE	1626	6624	307,2	100,0	100,0

IV. RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT ET FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS

La première partie du chapitre présente une analyse des ressources d'autofinancement des sociétés tant sous contrôle canadien que sous contrôle étranger, ainsi que des diverses dépenses auquelles ces ressources doivent être affectées. La deuxième partie présente des statistiques sur les dépenses de capital en amont et des dépenses liées au pétrole (amont plus aval) exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement. Ces statistiques permettent de vérifier jusqu'à quel point les ressources d'autofinancement de l'industrie suffisent à subventionner les programmes d'investissement.

Analyse des ressources d'autofinancement rajustées

Le tableau 4.1 présente des données sur les ressources d'autofinancement provenant de l'ensemble des activités en 1980 et 1981 pour les sociétés sous contrôle canadien et sous contrôle étranger. La partie des frais d'intérêt imputés aux dépenses a été ajoutée aux ressources d'autofinancement internes et par conséquent, les chiffres de ressources d'autofinancement "rajustées" présentés dans le tableau sont différents des chiffres de ressources d'autofinancement présentés ailleurs dans ce rapport. Les dividendes, les remboursements sur la dette à long terme, les accroissements des investissements en stocks, et les frais d'intérêt (y compris les intérêts capitalisés) sont soustraits des ressources d'autofinancement internes (définies ci-dessus) pour en tirer les ressources d'autofinancement résiduelles disponibles pour d'autres usages. Les ressources d'autofinancement résiduelles après comptabilisation des déductions correspondant aux dépenses indiquent le montant des ressources financières produites par les activités de la société qui sont disponibles pour des dépenses de capital et autres usages.

Comme le tableau l'indique, le montant des ressources d'autofinancement résiduelles dont disposent les firmes sous contrôle canadien et sous contrôle étranger ont diminué de 39 % et 36 % respectivement en 1981. En 1980 et 1981, les sociétés sous contrôle canadien disposaient respectivement de 48 et 27 % du total de leurs ressources d'autofinancement pour des investissements autres que ceux indiqués dans le tableau. Les rapports correspondants pour les sociétés sous contrôle étranger étaient de 67 % en 1980 et 49 % en 1981. Ces chiffres indiquent que l'industrie du pétrole dans son ensemble en 1981 disposait d'une proportion considérablement réduite de ses ressources d'autofinancement pour des dépenses de capital et autres usages, par rapport à 1980, après avoir constitué des provisions pour certaines dépenses importantes qui nécessitent des sorties de capitaux au cours de l'année.

Sources d'autofinancement et investissements

Le tableau 4.2 démontre que les dépenses de capital en amont, pour l'ensemble de l'industrie, représentent 130 % des ressources d'autofinancement en 1981, contre 103 % en 1980. Ces chiffres indiquent que, pour chaque dollar de ressources d'autofinancement tirées des activités en amont en 1981 l'industrie a investi 1.30 dollar dans ses dépenses de capital en amont.

La montée du rapport d'investissement en amont à 130 % s'explique du fait que les dépenses de capital en amont au Canada ont diminué moins vite, 3 % (tableau 3.2), que les ressources d'autofinancement tirées des activités en amont, qui ont baissé de 23 % (tableau 2.2). Si les ressources d'autofinancement en amont étaient restées constantes, le rapport d'investissement en amont en 1981 aurait été de 100 % (en supposant que cette modification du chiffre de ressources d'autofinancement n'aurait pas entraîné de modification de dépenses de capital). Le rapport d'investissement en amont pour les firmes sous contrôle canadien (169 %) était supérieur à celui des sociétés sous contrôle étanger (106 %).

Tableau 4.1

ANALYSE DE L'AUTOFINANCEMENT RAJUSTÉ(1)
TIRÉ DE L'ENSEMBLE DES ACTIVITÉS

	Sous contrôle canadien			Sous contrôle étranger		
	1980	1981	Variation	1980	1981	Variation
	(millions de $)		(%)	(millions de $)		(%)
1. Autofinancement rajusté (1)	4082	4402	7,8	6288	5429	(13,7)
2. Moins: frais d'intérêt (2)	733	1676	128,6	243	392	61,3
3. Dividendes	321	397	23,5	619	723	16,7
4. Investissements en stocks (3)	701	560	(20,1)	998	1553	55,6
5. Réduction de la dette à long terme	380	580	52,8	231	81	(65,1)
6. Autofinancement résiduel	1947	1189	(38,9)	4197	2680	(36,1)
7. Ligne 6 en % de la ligne 1	47,7	27,0	--	66,7	49,4	--

NOTA:

(1) L'autofinancement a été rajusté en y ajoutant la part des frais d'intérêt imputée aux dépenses. Les chiffres d'autofinancement pour 1981 de ce tableau sont équivalents à ceux au tableau 2.3.

(2) Inclut tous les frais d'intérêt (imputés aux dépenses et capitalisés).

(3) Les chiffres donnés représentent la variation des investissements en stocks d'une année à l'autre.

Les dépenses de capital liées au pétrole (amont plus aval) exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement tirées des activités liées au pétrole sont passées de 88 à 120 % des ressources d'autofinancement. L'augmentation du rapport résulte d'une croissance supérieure à 150 % des dépenses en aval (tableau 3.2), en grande partie de la part des sociétés sous contrôle étranger, et d'une baisse des ressources d'autofinancement des activités liées au pétrole.

Bien qu'ils ne constituent pas des investissements à long terme, les investissements dans les stocks se comparent de certaines manières à des dépenses de capital. Les deux types de dépenses représentent des engagements destinés à l'acquisition d'actifs, dans le but de produire des recettes à venir. Les fonds destinés aux achats tant d'actifs de capital que de stocks doivent être obtenus à partir des ressources, soit internes, soit externes, de fonds. Dans la mesure où les ressources d'autofinancement ne suffisent pas à subvenir à ces achats (et autres besoins de fonds), il faut les financer à partir d'autres sources (par exemple nouvelle dette ou émission d'actions).

Tableau 4.2

DÉPENSES DE CAPITAL EXPRIMÉES
EN POURCENTAGE DES RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT

	Amont (1)		Liées au pétrole (2)	
	1980	1981	1980	1981
	(%)			
Sociétés intégrées	79	105	63	91
Grandes sociétés				
Sous contrôle canadien	116	155	100	150
Sous contrôle étranger	92	84	91	84
Petites sociétés				
Sous contrôle canadien	190	229	195	277
Sous contrôle étranger	202	227	202	223
TOTAL – INDUSTRIE	103	130	88	120
Sous contrôle canadien	129	169	114	169
Sous contrôle étranger	90	106	75	95

NOTA:

(1) Dépenses de capital en amont, exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement tirées des activités en amont.

(2) Dépenses de capital liées au pétrole (amont plus aval), exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement tirées des activitées liées au pétrole

Le tableau 4.3 présente les données sur les ressources d'autofinancement tirées de l'ensemble des activités comparées au total des dépenses de capital, en tenant compte ou sans tenir compte des changements de stocks (1). Le tableau indique que les ressources d'autofinancement tirées de toutes les activités ont dépassé les dépenses de capital (à l'exclusion des changements de stocks) tant pour les sociétés intégrées que pour les grandes sociétés étrangères. Par contre, les résultats concernant les petites sociétés sous contrôle étranger sont plus directement comparables à ceux des sociétés sous contrôle canadien. Pour ces groupes, le rapport de dépenses de capital aux ressources d'autofinancement variait de près du double à près de 250 %.

---

(1) Pour produire des données sur les stocks comparables ou analogues aux dépenses de capital, il faut tenir compte du fait que les acquisitions et ventes de stocks s'effectuent de manière continue pendant la période faisant l'objet du rapport. Les investissements en stock correspondent à l'augmentation nette des niveaux de stock entre le début et la fin de la période.

Tableau 4.3

DÉPENSES DE CAPITAL ET INVESTISSEMENTS DANS LES STOCKS (1)
EXPRIMÉS EN POURCENTAGE DES RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT – 1981

	Investissement dans les stocks non compris	Investissement dans les stocks compris (2)
	(%)	
Sociétés intégrées	99	138
Grandes sociétés		
Sous contrôle canadien	197	219
Sous contrôle étranger	87	94
Petites sociétés		
Sous contrôle canadien	249	258
Sous contrôle étranger	193	195
TOTAL – INDUSTRIE	143	169
Sous contrôle canadien	211	230
Sous contrôle étranger	102	133

NOTA:

(1) L'ASSP n'obtient que la valeur totale des stocks pour la société. Ainsi, les chiffres indiqués permettent de comparer les dépenses totales de capital, y compris les investissements dans les stocks, avec les ressources d'autofinancement tirées de l'ensemble des activités des sociétés.

(2) Les dépenses de capital ont été rajustées et tiennent compte du changement dans la valeur des stocks au cours de l'année.

L'effet obtenu en regroupant les investissements dans les stocks avec les dépenses de capital se manifeste le plus pour le groupe des sociétés intégrées, pour lesquelles le rapport est passé de 99 à 138 %. Seules les grandes companies sous contrôle étranger possédaient des ressources d'autofinancement qui dépassaient la somme de leurs dépenses de capital et de leurs changements de stocks. Pour les trois autres groupes, le rapport de la somme des dépenses de capital et des accroissements de stocks aux ressources d'autofinancement des activités variait d'environ le double à deux fois et demi.

Si l'on considère toutes les sociétés sous contrôle étranger en groupe, le regroupement d'un accroissement des investissements en stock et du total des dépenses de capital a entraîné des mises de fonds supérieures de 33 % aux ressources d'autofinancement tirées de l'ensemble des activités. Par contraste, les dépenses de capital des firmes sous contrôle canadien représentaient plus du double de leurs ressources d'autofinancement, et l'accroissement des investissements en stock ajoutait 19 points de pourcentage à ce rapport.

V. TAXES, REDEVANCES ET PARTAGE DES RECETTES

Ce chapitre présente des estimations du partage entre l'industrie et le gouvernement des recettes provenant de la production de pétrole en 1980 et 1981. Les estimations présentées dans le présent rapport sont différentes de celles données dans le Rapport d'examen 1980, pour deux raisons. Premièrement, le partage des recettes est calculé selon la méthode utilisée par le gouvernement fédéral et les gouvernements des provinces productrices dans les Accords de Prix et de Taxation de l'Énergie (APTE) signés à l'automne 1981.(1) L'ASSP a décidé d'utiliser cette méthode pour faciliter la comparaison avec les estimations de partage de recettes présentées dans ces accords.

La deuxième différence vient du fait que les estimations de partage de recettes présentées dans des rapports d'examen précédents concernaient principalement les recettes en amont, et étaient fondées exclusivement sur des données concernant les sociétés déclarantes à l'ASSP. Au contraire, la portée des documents APTE mentionnés ci-dessus s'étendait à divers frais en aval, par exemple les frais d'indemnisations pétrolières,(2) et prévoyait des estimation de partage de revenu pour toutes les sociétés dans l'industrie du pétrole. Certaines des composantes de partage de recettes présentées dans ce chapitre (TRPG, autofinancement, coûts d'exploitation, impôt sur le revenu des société, subventions PESP) sont fondées sur des données déclarées par les sociétés déclarantes à l'ASSP, et ont été amplifiées en proportion appropriée pour donner des estimés portant sur l'ensemble de l'industrie. Par conséquent, les valeurs présentées dans ce chapitre pour ces composantes de partage de recettes, ne seront pas égales à celles données ailleurs dans ce rapport, qui concernent uniquement les sociétés déclarantes à l'ASSP.

Certaines des mesures qui ont fait l'objet d'un accord dans le APTE (par exemple la taxe incrémentale sur les recettes pétrolières) ne sont pas entrées en vigueur en 1981 et par conséquent ne sont pas considérées ici. Certaines autres taxes, par exemple les frais d'exportation pétrolière, sont imposées après la vente du produit, de sorte que le montant de ces frais n'est pas inclus dans les archives financières des sociétés déclarantes à l'ASSP. L'ASSP a obtenu des données regoupées sur ces éléments à partir de sources extérieures, par exemple les gouvernements provinciaux et Revenu Canada.

Le tableau 5.1 présente une estimation des partages de recettes, tant en valeur absolue qu'en pourcentage, pour 1980 et 1981. Pour 1981, la distribution en pourcentage était estimée comme suit: industrie 50,4 %, gouvernements provinciaux 30,4, gouvernement fédéral 19,2 %. Les réductions estimées à 4,5 et 4,0 points de pourcentage des parts des provinces et de l'industrie respectivement entre 1980 et 1981 sont compensées par une augmentation de 8,5 points de pourcentage de la part fédérale.

Selon le cadre de partage des recettes des documents des APTE, les frais d'exploitation sont considérés comme faisant partie de la part des recettes totales qui revient à l'industrie. L'addition des frais d'exploitation à la part de l'industrie représente une modification considérable de la méthodologie utilisée dans le Rapport d'examen de 1980 (page 32) où ces

---

(1) Les estimations de partage de recettes entre le gouvernement fédéral et les gouvernements de l'Alberta, de la Saskatchewan et de la Colombie Britannique se trouvent aux pages 33, 10 et 5 respectivement des Accords sur l'énergie conclus entre ces gouvernements.

(2) Le glossaire donne des descriptions des taxes mentionnées dans le présent chapitre.

Tableau 5.1

ESTIMATION DU PARTAGE DES RECETTES

	Recettes		Parts relatives	
	1980	1981	1980	1981
	(millions de $)		(%)	
Industrie				
Autofinancement amont	7741	5887		
Coûts d'exploitation	2964	3260		
Programme d'encouragement (PESP)	-	810		
Paiements fonciers	(1446)	(825)		
TOTAL INDUSTRIE	9259	9132	54,4	50,4
Provinces				
Redevances et taxes foncières (1)	4340	4425		
Taxe à l'exportation (2)	60	359		
Impôt sur le revenu des sociétés (3)	117	208		
Paiements fonciers	1435	815		
Programme d'encouragement (PESP)	-	(296)		
TOTAL PROVINCES	5952	5511	34,9	30,4
Fédéral				
Taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz (TGNLG)	90	834		
Taxe à l'exportation (2)	730	359		
Taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG)	-	1063		
Programme d'encouragements (PESP)	-	(514)		
Impôt sur le revenu des sociétés	996	1301		
Taxe de propriété canadienne	-	551		
Frais nets d'indemnisation pétrolière (4)	-	(132)		
Paiements fonciers	9	10		
TOTAL FÉDÉRAL	1825	3472	10,7	19,2
TOTAL GLOBAL	17036	18115	100.0	100.0

NOTA:

(1) Les données sur les redevances ont été obtenues à partir de sources provinciales. Les redevances sont données nettes des incitations provinciales aux activités de forage et géophysiques, des dispenses de redevance pour les nouvelles sources de pétrole et de gaz, et des réductions de redevances pour l'amélioration des récupérations. Sont exclues les redevances aux Indiens et les redevances payées aux propriétaires exclusifs.

(2) Le PEN a annoncé que les recettes provenant de la taxe à l'exportation de pétrole lourd seraient partagées à égalité avec les provinces productrices à partir du 1er novembre 1980. L'autorité nécessaire à ce partage est incluse dans le projet de Loi C-103, Loi modifiant la loi sur l'Administration du pétrole et édictant des dispositions se rattachant à cette loi.

(3) La part provinciale de l'impôt sur le revenu des sociétés est donnée nette des remboursements que l'industrie reçoit des gouvernements provinciaux.

(4) Les FIP nets sont les recettes que reçoit le gouvernement du Canada moins les montants nécessaires pour financer les indemnisations à l'importation du pétrole, et toute production de pétrole ayant droit aux prix de référence pour le pétrole nouveau. Le gouvernement fédéral a encouru un déficit de 3,0 milliards de dollars sur le FIP en 1980 – qui n'est pas indiqué dans le tableau.

coûts étaient déduits de la part de l'industrie pour obtenir la part nette de l'industrie. Si l'on exclut les frais d'exploitation de la part de l'industrie indiquée au tableau 5.1, les parts relatives en 1981 sont les suivantes: industrie 39,5 %, gouvernement provincial 37,1 %, gouvernement fédéral 23,4 %. Selon la même base, les pourcentages pour 1980 sont respectivement 44,7 %, 42,3 % et 13,0 %.

Le gouvernement fédéral a présenté dans sa publication, PEN Mise à jour 1982, des estimations du partage des recettes, la part de l'industrie étant calculée sans les coûts d'exploitation. Les estimations de partage de recettes pour 1981 dans cette mise à jour du PEN étaient: industrie 41 %, provinces 36 %, gouvernement fédéral 23 %. Ces chiffres sont très proches de l'estimation de l'ASSP, lorsque l'on exclut les frais d'exploitation de la part de l'industrie.

Part de l'industrie

Comme l'indique le tableau 5.1, la part des recettes qui revient à l'industrie pétrolière a baissé de 9,3 milliards de dollars à 9,1 milliards de dollars, soit 50,4 % du total des recettes à partager en 1981. Les ressources d'autofinancement provenant des activités en amont pour l'ensemble de l'industrie (1) ont baissé de plus de 1,8 milliards, pour une valeur de 5,9 milliards de dollars. Les coûts d'exploration (à l'exclusion des frais d'intérêt mais incluant les frais généraux allouées) ont augmenté d'environ 10 % pour atteindre 3,3 milliards de dollars.

Les subvention PESP accumulées pour l'ensemble de l'industrie sont estimées à 810 millions de dollars en 1981; ce montant est inclus dans la part de l'industrie. Comme l'indique le tableau, le total, estimé à 810 millions de dollars, des subventions PESP accumulées par l'ensemble de l'industrie est distribué entre les gouvernements du fédéral et de l'Alberta, pour des montants respectifs de 514 millions de dollars et 296 millions de dollars. Les paiements fonciers aux gouvernements, principalement les gouvernements provinciaux, sont soustraits des ressources d'autofinancement, pour obtenir la part nette de l'industrie.

Part provinciale

La part de recettes revenant aux provinces a baissé de plus de 400 millions de dollars, pour une valeur 5,5 milliards de dollars, soit 30,4 % du total des recettes à partager. La raison principale de cette baisse était une chute de plus de 600 millions de dollars des paiements fonciers aux provinces pour 1981. Du total de 815 millions de dollars de paiements fonciers aux provinces en 1981, l'Alberta a reçu 677 millions de dollars, la Colombie-Britannique

---

(1) Les sociétés déclarantes à l'ASSP repésentaient 86.6 % du total des recettes de production en amont de l'industrie en 1981 (voir Annexe II). On ne dispose pas de données correspondantes pour 1980, mais on a supposé le même rapport pour cette année. Par conséquent, les estimés de ressources d'autofinancement pour l'ensemble de l'industrie (à l'exclusion des fonds de forage) ont été obtenus en multipliant les ressources d'autofinancement amont correspondant aux sociétés déclarantes à l'ASSP (tableau 2.2) par le facteur 1,15, (soit l'inverse de 0,866)

88 millions de dollars, la Saskatchewan 41 millions de dollars, et l'ensemble des autres provinces 10 millions de dollars. Les paiements de subventions PESP par le gouvernement de l'Alberta en 1981, estimés à 296 millions de dollars, ont également contribué à la réduction de la part de recettes revenant aux provinces.(1)

Les redevances et taxes de propriété ont continué à constituer la plus grosse part des recettes des provinces, augmentant légèrement pour atteindre 4,4 milliards de dollars en 1981. Sur ce montant, l'Alberta a reçu environ 3,9 milliards de dollars, la Colombie-Britannique 214 millions de dollars (y compris les redevances imputées sur la production de gaz naturel) et la Saskatchewan 297 millions de dollars.

Le partage de la taxe sur l'exportation de pétrole brut lourd avec le gouvernement fédéral a donné aux provinces un montant estimé à 359 millions de dollars en 1981. Sur ce montant, les parts reçues par la Saskatchewan et l'Alberta sont estimées respectivement à 250 millions de dollars et 109 millions de dollars. La raison du niveau relativement faible de la part des provinces dans la taxe d'exportation de pétrole en 1980 (60 millions de dollars à comparer à une part fédérale de 730 millions) est que le partage n'a commencé que le 1er novembre 1980.

Les perceptions d'impôt sur le revenu des sociétés par les provinces (net des remboursements fournis à l'industrie par les gouvernements provinciaux) sont passées à 208 millions de dollars.(2) On ne dispose pas de ventilation des impôts sur le revenu courant par province.

Part du gouvernement fédéral

Le plus gros changement des recettes, en termes tant absolus que relatifs, a affecté la composante fédérale, qui est passée à 3,5 milliards de dollars, et représentait 19,5 % de l'ensemble des recettes à partager en 1981.

La plus grosse part de l'augmentation de la part fédérale était représentée par deux nouvelles taxes annoncées dans le PEN. La taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz (TGNLG), qui est une taxe sur la consommation de gaz naturel et de liquides de gaz naturel, s'est chiffrée à 834 millions de dollars en 1981. Le chiffre relativement restreint de 90

---

(1) Dans le cadre des APTE, le gouvernement de l'Alberta a annoncé qu'il allait offrir des "subventions de canadianisation" individuelles pour encourager une participation supplémentaire des Canadiens à la mise en valeur des sables pétrolifères (page 15, APTE). Ces subventions, qui s'ajoutent au PESP, seront accordées aux sociétés dont le revenu imposable n'est pas suffisant pour leur permettre de revendiquer les déductions normales d'impôt sur les sociétés, et leur volume total ne dépassera pas 600 millions de dollars. Au cours de 1981, il n'y a pas eu de paiement sous forme de ces subventions.

(2) L'estimation du volume total de l'impôt sur le revenu courant pour l'industrie a été obtenue en multipliant les données d'impôt sur le revenu courant pour les sociétés déclarantes à l'ASSP par un facteur égal à la moitié de celui utilisé pour les calculs d'autofinancement. La justification de la réduction de ce facteur pour les impôts des sociétés est que les petites sociétés qui ne déclarent pas à l'ASSP sont supposées payer un pourcentage plus restreint d'impôt que la moyenne des sociétés déclarant à l'ASSP.

millions de dollars indiqué pour la TGNLG 1980 est dû au fait que cette taxe n'est entrée en vigueur que le 1er novembre 1980. La TRPG a apporté également une contribution importante à la part fédérale, estimée à 1 063 millions de dollars pour l'ensemble de l'industrie en 1981.(1)

Les paiements d'impôt des sociétés au gouvernement fédéral sur les activités amont par l'ensemble de l'industrie sont estimés à 1,3 milliard de dollars en 1981, ce qui représente une augmentation de plus de 300 millions de dollars.

La taxe de propriété canadienne représentait 551 millions sur la part fédérale des recettes en 1981. Cette taxe, perçue sur le pétrole brut et le gaz naturel consommé au Canada, a pour but de produire des recettes pour permette au gouvernement fédéral d'acquérir des intérêts dans les exploitations de pétrole et de gaz canadiens appartenant à des non-résidents.

Une condition de l'APTE avec le gouvernement de l'Alberta était que le gouvernement fédéral ne devrait pas accumuler d'excédent sur les frais d'indemnisation pétrolière (FIP) au cours de la durée de l'accord, 1981 -1986. Le déficit fédéral de 132 millions de dollars en 1981 est un chiffre net représentant une perception de frais supérieure à 4,2 milliards de dollars par le gouvernement fédéral, et un volume de paiements de 4,4 milliards à l'industrie.(2) Le déficit du gouvernement fédéral sur les FIP en 1980 est de 3,0 milliards de dollars.

La raison du déficit relativement élevé en 1980 par rapport à 1981 est que les paiements effectués à l'industrie dans les années 1980 provenaient en grande partie des recettes générales (fonds des recettes regroupées) du gouvernement fédéral. Toutefois, en 1981 le déficit a été pratiquement éliminé par des augmentations des FIP perçus (voir Annexe V), conformément à l'objectif d'autofinancement du programme d'indemnisation.

---

(1) L'estimation de 1 063 millions de dollars pour la TRPG pour l'ensemble de l'industrie a été obtenue à partir des 924 millions de dollars déclarés par les sociétés déclarantes à l'ASSP, sur la base de l'estimé de l'ensemble des recettes sur la production en amont.

(2) Sur les 4,2 milliards de dollars perçus, 3,7 milliards de dollars correspondaient aux perceptions normales des FIP, et 0,5 milliard de dollars correspondaient aux perceptions d'une indemnisation spéciale imposée en conséquence des réductions de production de l'Alberta en mars et juin 1981. Du côté des paiements, les importateurs et raffineurs canadiens de pétrole brut importé ont reçu 3,7 milliards de dollars et les producteurs de pétrole synthétique ont reçu 0,7 milliard de dollars pour des mises de fonds totales dépassant 4,3 milliards.

VI. ACTIVITÉS EN MATIÈRE DE RECHERCHE ET DE DÉVELOPPEMENT

Les données sur la R et D sont tirées des questionnaires de Statistique Canada (remplis par les sociétés déclarantes à l'ASSP) que cet organisme fournit à l'ASSP selon les termes d'une entente passée en vertu de la Loi sur la statistique.(1) La définition des activités de recherche et de développement qui est utilisée dans les questionnaires de Statistique Canada et par l'ASSP est conforme à celle utilisée par Revenu Canada aux fins d'imposition et ne comprend pas les articles tels que le forage de prospection et d'exploration, l'exploitation des puits de pétrole et de gaz et les usines-pilotes servant à mettre au point des techniques commerciales. Au total 40 sociétés, principalement des grandes firmes, ont fait rapport d'activités de R et D qui cadraient avec cette définition, à comparer à 37 pour 1980.

Il n'est pas possible de donner la ventilation des activités de R et D selon les cinq groupes de sociétés indiqués ailleurs dans le rapport sans divulguer des données confidentielles. Il est cependant possible d'établir la ventilation de la plupart des éléments entre des sociétés intégrées, d'autres sociétés sous contrôle étanger et toute les sociétés sous contrôle canadien.

Ce chapitre traite de deux types de dépenses de R et D. La R et D intra-muros est celle entreprise par une société déclarante qui utilise ses propres laboratoires, matériel et personnel, que ce soit pour ses propres besoins, ou pour une autre société en vertu d'un contrat. Par contre, la R et D extra-muros est celle entreprise, normalement en vertu d'un contrat, pour une société déclarante par une autre société, un organisme ou un particulier qui ne lui sont pas associés.

Dépenses intra-muros

Les sociétés déclarantes à l'ASSP ont consacré 332 millions de dollars aux activités de R & D intra-muros sur l'énergie en 1981; ceci représente une augmentation de 64 %, comme l'indique le tableau 6.1.(2) L'augmentation la plus significative s'est produite dans le secteur du pétrole et du gaz classique (voir définition à l'annexe IV) où les mises de fonds sont passées de 63 millions de dollars à 157 millions de dollars en 1981. Le chiffre de 157 millions de dollars comporte 39 millions de dollars de dépenses concernant les raffineries en 1981 (les dépenses concernant les raffineries étaient incluses dans la catégorie pétrole et gaz classique dans le rapport d'examen 1980). Ces dépenses combinées représentaient 47 % du total des déboursements en 1981 (pétrole et gaz classique 35 %, raffinage 12 %) à comparer à 31 % en 1980. Les déboursements pour la technologie de production sur place ont augmenté de 33 %, atteignant 122 millions de dollars.

---

(1) Les questionnaires dont dispose l'ASSP sont les suivants:
   (a) Recherche et développement dans l'industrie canadienne et,
   (b) Dépenses de R et D énergétiques, par type de technologie.

(2) On ne dispose pas encore des données finales sur les dépenses intra-muros de R & D en 1981 pour tous les secteurs de l'industrie canadienne. La publication 13-003 (vol. 5, numéro 8) de Statistique Canada contient des données sur les prévisions de dépenses de R & D en 1981. Sur la base de ces prévisions, les dépenses de R & D intra-muros pour tous les secteurs de l'industrie canadienne étaient prévues à 1752 millions de dollars en 1981. L'industrie du pétrole et du gaz naturel représentait 370 millions de dollars sur ce total, soit 21 %.

Tableau 6.1

DÉPENSES DE R ET D ÉNERGÉTIQUES INTRA-MUROS
PAR SECTEUR DE TECHNOLOGIE (1)

	1980	1981	Variation	Pourcentage du total 1980	Pourcentage du total 1981
	(millions de $)		(%)		
1. Ressources renouvelables	2	1	(50)	1	0
2. Transport et transmission	2	0	(100)	1	0
3. Économie de l'énergie	5	6	20	2	2
4. Combustibles fossiles					
a) Pétrole et gaz	63 (2)	118	87	31	35
b) Raffinage	s/o (2)	39	-	-	12
c) Sables pétrolifères et pétrole lourd					
i) Exploration, extraction en surface et production (3)	31	37	26	15	11
ii) Techniques sur place	92	122	33	45	37
d) Charbon	8	9	13	4	3
5. Total (4)	203	332	64	100	100

NOTA:

(1) On trouvera en Annexe IV les définitions des secteurs technologiques mentionnés dans le tableau.

(2) Les dépenses de R & D intra-muros sur le raffinage et les produits du pétrole pour l'année 1980 sont incluses au numéro 4(a).

(3) N'inclut pas les dépenses de Syncrude Canada Ltd., qui sont portées à la composante extra-muros (tableau 6.2). La catégorie 4 (c) (i) comporte quelques dépenses de R et D sur l'extraction de l'uranium. Des données distinctes ne sont pas présentées en raison de leur caractère confidentiel.

(4) En plus des chiffres indiqués ci-dessus, les sociétés déclarantes ont dépensé 4 millions en 1980 et 14 millions en 1981 pour des activités de R & D non liées à l'énergie.

En plus des 332 millions de dollars consacrés aux activités de R & D inta-muros sur l'énergie en 1981, les sociétés déclarantes ont dépensé 14 millions de dollars dans les secteurs non énergétiques, pour des mise de fonds totales intra-muros de 346 millions de dollars. Les sociétés intégrées (toutes sous contrôle étranger) représentaient 62 % du total des dépenses de R & D inta-muros. Les autres sociétés sous contrôle étranger et les firmes sous contrôle canadien représentaient respectivement 10 % et 28 % du total de 346 millions des dépenses intra-muros.

Sur la somme de 346 millions de dollars consacrée au financement des dépenses intra-muros, 273 millions, soit 79 %, a été produit à partir de sources internes chez les sociétés déclarantes. La deuxième source de fonds en importance était 27 millions fournis par les sociétés-mères, les sociétés affiliées ou les sociétés filiales – dont la plupart sont situées à l'extérieur du Canada. Les gouvernements fédéral et provinciaux ont fourni sous forme de subventions 14 millions de dollars sur les fonds consacrés à la recherche intra-muros par les sociétés déclarantes en 1981.

Les parts les plus importantes du total des dépenses de R & D intra-muros (énergétique et non énergétique) au Canada ont été effectuées en Alberta (229 millions de dollars) et en Ontario (61 millions de dollars), soit 66 % et 18 % respectivement du total des mises de fonds en 1981. La part de l'Alberta était la même qu'en 1980, alors que celle de l'Ontario diminuait de 2 points de pourcentage.

Dépenses extra-muros

Les dépenses de R & D extra-muros, tant dans le domaine énergétique que dans les autres domaines, effectuées par les sociétés déclarantes à l'ASSP, ont atteint un total de 117 millions de dollars, (augmentation de 80 %), comme l'indique le tableau 6.2. Sur les paiements effectués pour des activités de R&D extra-muros, un total de 66 millions est allé à des institutions du Canada, alors qu'un montant de 51 millions allait à des destinataires étrangers. Dans les 51 millions de dollars dépensés à l'étranger en 1981, les dépenses liées à l'énergie représentaient environ 36 millions de dollars, dont 28 millions de dollars concernaient la technologie des carburants fossiles classiques. On ne dispose pas de ventilation entre les dépenses extra-muros dans le domaine énergétique et les autres domaines au Canada pour 1980 ou 1981.

En 1981, les sociétés déclarantes ont payé un total de 4 millions de dollars consacrés à des brevets, licences et "savoir-faire" technique tirés de travaux de recherche et développement effectués par le passé. Sur ce montant, 96 % était destiné à des vendeurs de technologie à l'étranger. En 1981, les sociétés déclarantes ont reçu des paiements d'environ 1 million de dollars pour des droits qu'elles détenaient sur la technologie.

Tableau 6.2

PAIEMENT DE R&D EXTRA-MUROS
À DESTINATION DU CANADA ET DE L'ÉTRANGER

Destinataire	Au Canada		À l'étranger		Total	
	1980	1981	1980	1981	1980	1981
			(millions de $)			
Sociétés-mères ou affiliées	0	s/o (1)	40	49	40	49
Autres sociétés	22	63	0	2	22	65
Institutions de recherche et autres	4	3	0	0	4	3
TOTAUX	26	66	40	51	66	117

NOTA:

(1) Les données ne sont pas disponibles, en raison de leur caractère confidentiel.

VII. TENDANCES EN MATIÈRE DE PARTICIPATION ET DE CONTRÔLE

Ce chapitre commence par une estimation de l'importance de la participation et du contrôle étrangers dans l'industrie du pétrole et du gaz en 1981. Les données de base de l'analyse ont été tirées par l'ASSP (avec l'accord des sociétés déclarantes) à partir des questionnaires de balance des paiements (BDP) distribués par Statistique Canada. La deuxième partie de ce chapitre examine la différence de structure financière entre les sociétés sous contrôle canadien et les sociétés sous contrôle étranger, en présentant des données sur la propriété du capital utilisé dans l'industrie canadienne du pétrole.

Dans ce rapport, le mot contrôle a le sens que lui a conféré Statistique Canada. En vertu de cette définition, il s'agit de déterminer si ce sont les actionnaires canadiens ou étrangers qui ont le contrôle potentiel de l'ensemble des activités de la société. Bien que le contrôle soit généralement exercé par les détenteurs de 50 % ou plus des actions assorties du droit de vote, il peut l'être, en réalité, par ceux qui en détiennent moins. Aux fins des calculs de participation, on assigne à la catégorie de participation étrangère le pourcentage des recettes (ou de toute autre base de mesure) correspondant au pourcentage de participation de droit de vote revenant à des non-résidents. En ce qui concerne le contrôle, toutes les recettes (ou autre base d'étude) de la société contrôlée sont affectées à la catégorie de contrôle appropriée. Par exemple, le groupe des sociétés intégrées incluses dans ce rapport (toutes sous contrôle étranger) présente des taux variés de participation canadienne (jusqu'à 30 %), pourtant 100 % de leurs recettes est assigné au secteur étranger.

En mars 1982 le gouvernement fédéral a commencé à accepter à titre provisoire des demandes de certificat de taux de participation canadienne et de statut de contrôle (TPC/EC). La plupart de ces demandes ont pour but d'obtenir les prestations du Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP). Les règlements TPC peuvent dans certains cas produire un calcul plus détaillé de la participation canadienne que la méthode utilisée dans ce chapitre(1); toutefois, on ne dispose des résultats à l'heure actuelle que pour un petit nombre de sociétés dans la population des sociétés déclarantes.

Estimations de la participation et du contrôle pour 1981

L'année 1981 a donné lieu à beaucoup d'activités de prise de contrôle dans l'industrie canadienne du pétrole et du gaz. Cette activité de prise de contrôle concernait principalement l'acquisition par des sociétés sous contrôle canadien de sociétés sous participation ou contrôle étranger possédant des actifs au Canada, ce qui a affecté le niveau de participation et de contrôle dans l'industrie. Un autre domaine d'activité concernait diverses fusions, avec échange d'actions mais pas de mouvement de fonds, et certaines acquisitions de firmes sous contrôle canadien par d'autres firmes sous contrôle canadien. Ces activités n'avaient pas une importance ou une valeur marchande aussi grande que les activités de prise de contrôle; toutefois ces fusions ont eu une incidence sur le niveau de participation étrangère (mais non de contrôle étranger) selon le niveau de participation des participants.

Le tableau 7.1 présente les principales prises de contrôle réalisées au cours de 1981. Le total de 7,6 milliards de dollars dépasse le montant de 6,6 milliards de dollars indiqué sous la rubrique "autres affectations des fonds" (tableau 3.1), parce que certains des acheteurs n'étaient pas des sociétés déclarantes à l'ASSP en 1981.

---

(1) Les règlements TPC/EC exigent que la plupart des demandeurs fournissent des données sur les blocs de participation, jusqu'au niveau d'un demi pour cent, au lieu du seuil de 5 % requis aux fins de statistiques de BDP. Pour certains petits demandeurs de TPC/EC, les règlements permettent que l'on "considère" le demandeur comme présentant un taux de participation canadienne de 100 %, s'il est sous contrôle canadien et si son taux de participation n'est pas inférieur à 50 %.

Tableau 7.1

PRINCIPALES PRISES EN CHARGE DANS L'INDUSTRIE DU PÉTROLE AU COURS DE 1981 (1)

Sociétés acquise	Acheteur	Prix d'achat (millions de $)	
Petrofina Canada	Petro-Canada	1450	
Candel Oil	Sulpetro	536	
HBOG	Dome Petroleum	2000	(2)
Alamo Petroleum Ltd.	Fairweather Gas	213	(3)
Amax Petroleum Ltd.	Fairweather Gas	--	
Uno-Tex	Husky Oil Ltd.	371	
Union Texas of Canada	Drummond Petroleum	101	
Aquitaine	CDC	1600	(4)
Total Eastcan (assets)	Ranchmens Resources	47	
Merland Exploration	Turbo Resources	132	
Consolidated Natural Gas	Merland Resources	62	
Great Basins Petroleum	United Canso	164	
Suncor Inc. (partial)	Ontario Energy Corp.	650	
Union Oil of Canada	Union Oil of California	130	
Kissinger Petroleum	Ranger Oil	55	
Quasar Petroleum	Oakland Petroleum Ltd.	43	
		7554	

NOTA:

(1) SOURCE: La presse et d'autres publications.

(2) La prise en charge de la Hudson's Bay Oil and Gas Company (HBOG) a été finalisée par Dome Petroleum en Mars 1982. Le prix d'achat total était d'environ 4 milliards de dollars.

(3) Le chiffre de 213 millions de dollars couvre la prise en charge par la Fairweather Gas, de l'Alamo Petroleum Ltd. et de l'Amax Petroleum Ltd.

(4) La Société de développement du Canada (SDC) a également acquis les actifs canadiens de Texasgulf Inc. en janvier 1982, au prix de 620 millions de dollars. Une nouvelle compagnie sous contrôle canadien (Canterra) a été formée par fusion des actifs d'Aquitaine et de SDC (pétrole et gaz) avec les propriétés pétrolières et gazières relativement restreintes de Texasgulf Inc.

Comme l'indique le tableau 7.2, le niveau estimé de participation étrangère dans l'industrie, sur la base des recettes liées au pétrole (amont plus aval) a baissé de 6,7 points de pourcentage, pour une valeur de 67,2 % en 1981, alors que le niveau de contrôle étranger a baissé de 6,5 points de pourcentage pour une valeur de 74,8 %. Ces réductions étaient telles que la distribution géographique relative de la participation et du contrôle entre les États-Unis et les "autres pays" n'a pas varié de manière importante en 1981. Sur la baisse estimée à 6,7 points de pourcentage pour la participation étangère, 4,1 points de pourcentage, soit 61 %, correspondait à une augmentation de la part de participation du secteur public canadien, tant fédéral que provincial. La baisse de 6,5 points de pourcentage pour le contrôle étranger se distribuait entre des augmentations de 3,9 et 2,6 points de pourcentage de contrôle par les secteurs public et privé canadiens respectivement.

L'incidence des prises de contrôle en elle-même a été de réduire le niveau estimé de participation et de contrôle étrangers de 4,1 et 5,7 points de pourcentage respectivement. Cette présentation de l'incidence estimée des prises de contrôle est quelque peu inférieure à celle présentée dans le Rapport d'examen du premier semestre 1981,(1) pour deux raisons. La première est que plusieurs des prises de contrôle indiquées au tableau 7.1 n'ont été achevées qu'en partie en 1981, et les calculs donnés dans ce rapport ne tiennent compte que de l'incidence partielle correspondante. Par contre, le Rapport d'examen précédent donnait une illustration de l'incidence des prises de contrôle dans le premier semestre 1981, comme si les prises de contrôle étaient entièrement achevées à l'époque. La deuxième raison, plus importante, de cette différence est que les calculs effectués dans ce rapport présentent l'incidence estimée des prises de contrôle sur les recettes liées au pétrole à la fin de 1981, alors que le rapport précédent présentait l'incidence sur ces recettes à la fin de 1980.

Les transactions de la bourse ont eu également une incidence sur la réduction des niveaux de participation étrangère (mais non de contrôle étranger) en 1981. Les achats par des Canadiens d'actions détenues jusque là par des non-résidents, dans les sociétés sous contrôle canadien et sous contrôle étranger ont produit une baisse estimée à 1,4 point de pourcentage du niveau de participation étrangère en 1981. Les sociétés sous contrôle canadien et la plupart des sociétés sous contrôle étranger qui présentaient des augmentations de participation canadienne en 1981 ont connu une croissance supérieure à la moyenne de l'industrie pour leurs recettes liées au pétrole. Ce fait, ainsi que d'autres facteurs, rendent compte du restant de 1,2 point de pourcentage de la baisse de participation étrangère.

Le tableau 7.3 présente l'estimation des niveaux de propriété et contrôle pour divers groupes de sociétés sur la base des recettes liées au pétrole ainsi que sur la base d'autres mesures y compris diverses recettes, dépenses d'exploration, et actif total. La propriété étrangère des recettes en amont a baissé d'environ 9,0 points de pourcentage, pour une valeur de 63,0 % en 1981, alors que le niveau de contrôle étranger a baissé d'environ 13 points pour un niveau de 64,4 %.(2) Sur ces baisses, un total de 5,5 et 9,7 points de pourcentage respectivement était dû aux activités de prises de contrôle qui, à quelques exceptions près, se concentrait sur le secteur amont.

---

(1) Le Rapport d'examen du premier semestre 1981 (page 31) indiquait que l'incidence des prise de contrôle au cours des six premiers mois de cette années était une réduction par rapport à 1980, des niveaux de participation et de contrôle étranger correspondant à 4,5 et 7,2 points de pourcentage respectivement.

(2) La raison de la baisse plus importante du contrôle étranger par rapport à la propriété étrangère (baisse de 13 points) est qu'en cas de changement du statut de contrôle, toutes les recettes de la société concernée sont transférées à la nouvelle classe de contrôle.

Tableau 7.2

PARTICIPATION ET CONTRÔLE DE L'INDUSTRIE DU PÉTROLE (1)

	Participation étrangère		Contrôle étranger	
	1980	1981	1980	1981
	(%)		(%)	
États-Unis	57,2	52,7	61,6	56,4
Autres pays étrangers	16,7	14,5	19,7	18,4
TOTAL/ÉTRANGERS	73,9	67,2	81,3	74,8
Secteur public canadien (2)	3,8	7,9	4,4	8,3
Secteur privé canadien	22,3	24,9	14,3	16,9
TOTAL/CANADIEN	26,1	32,8	18,7	25,2

NOTA:

(1) Les calculs sont fondés sur les recettes liées au pétrole (amont plus aval) selon les données de propriété à la fin de 1981. L'estimation des effets de transactions données sur les niveaux de propriété et de contrôle ne peut être divulguée, ces renseignements étant de nature confidentielle.

(2) Inclut les sociétés d'État provinciales et fédérales, ainsi que l'investissement public dans les sociétés du secteur privé.

Tableau 7.3

PARTICIPATION ET CONTRÔLE ÉTRANGERS
PAR GROUPE DE SOCIÉTÉS ET TYPE D'ACTIVITÉS

RECETTES LIÉES AU PÉTROLE	Propriété étrangère		Contrôle étranger	
	1980	1981	1980	1981
	(%)		(%)	
Sociétés intégrées	82,3	79,4	100,0	100,0
Grandes sociétés (1)	59,2	43,7	47,8	25,6
Petites sociétés (1)	56,0	47,9	48,4	39,4
TOTAL – INDUSTRIE	73,9	67,2	81,3	74,8
TOTAL ACTIFS				
Sociétés intégrées	82,2	78,4	100,0	100,0
Grandes sociétés (1)	50,3	40,3	32,2	15,1
Petites sociétés (1)	46,9	38,7	33,1	25,1
TOTAL – INDUSTRIE	62,1	52,6	58,5	45,0
AUTRES BASES DE MESURE				
Recettes amont	72,0	63,0	77,3	64,4
Recettes gaz naturel (2)	s/o	59,7	s/o	57,8
Recettes pétrole brut (2)	s/o	65,6	s/o	68,8
Recettes aval	75,3	69,5	84,1	80,6
Dépenses d'exploration	66,8	55,4	64,4	52,1

NOTA:

(1) Ces catégories comprennent des sociétés sous contrôle canadien et des sociétés sous contrôle étranger.

(2) C'est en 1981 que l'ASSP a commencé à recueillir des données sur les sociétés individuelles concernant les composantes gaz naturel et pétrole brut des recettes en amont. Par conséquent, on ne dispose pas d'estimés de participation et contrôle sur la base de ces recettes pour 1980.

La publication du gouvernement fédéral PEN Mise à jour de mai 1982 (page 46) estimait que le niveau de participation et de contrôle étranger des recettes en amont (base utilisée pour mesurer le progrès dans la réalisation des objectifs de canadianisation du PEN) était respectivement de 65,3 et 66,9 %, soit 2 points de pourcentage au-dessus des estimés de l'ASSP présentés au tableau 7.3. La raison principale de ces différences est que les chiffres de cette Mise à Jour sont fondés sur les recettes en amont à la fin de 1980.

La prédominance relative des firmes sous contrôle canadien dans la production de gaz naturel par comparaison à la production de pétrole se reflète sous forme de l'estimation d'un niveau de participation étrangère de 59, 7 % pour les recettes tirées du gaz naturel en 1981, à comparer au niveau de 65,6 % pour les recettes tirées du pétrole brut. Le tableau indique également que le niveau de participation et de contrôle étrangers sur les dépenses d'exploration a baissé de manière importante en 1981, de 11,4 et 12,3 points de pourcentage respectivement.

Comme mentionné dans le Rapport d'examen de 1980 (p. 40), les taux de participation et de contrôle étrangers dans l'industrie pétrolière canadienne ont considérablement diminué depuis 1975. Une bonne part de la baisse survenue avant 1981 était due à la croissance du secteur public par la création de sociétés comme Petro-Canada, l'Alberta Energy Company, la Saskatchewan Oil and Gas Corporation et la CDC Oil and Gas Limited. Le tableau 7.4 montre l'importante réduction de la participation et du contrôle étrangers qui s'est produite en 1981, par rapport aux taux de diminution plus faibles des 10 années précédentes.

Tableau 7.4

PARTICIPATION ET CONTRÔLE ÉTRANGERS DANS L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE

	1971 (1)	1975 (1)	1977 (1)	1980	1981
			(%)		
RECETTES LIÉES AU PÉTROLE					
Participation étranger	79,5	76,1	73,7	73,9	67,2
Contrôle étranger	94,4	92,9	87,0	81,3	74,8
TOTAL DE L'ACTIF					
Participation étrangère	77,7	72,2	66,8	62,1	52,6
Contrôle étranger	89,6	84,7	73,3	58,5	45,0

NOTE:

(1) Les estimations concernant les années 1971, 1975 et 1977 sont tirées du rapport d'examen de 1979 (page 26) et sont compilées à l'aide des statistiques sur la participation de la LDCSO. De plus, les prévisions concernant les années précédentes sont fondées sur un nombre de société légèrement moins élevé qu'en 1980 et 1981.

Le Rapport d'examen 1980 notait qu'il n'existe pas de mesure unique correcte du niveau de participation et de contrôle étrangers, et présentait une discussion (page 47-48) des limitations qu'impose l'utilisation des actifs comme base de mesure. Une faiblesse majeure de l'utilisation des actifs comme base de mesure pour l'estimation de la participation et du contrôle est que, pour les fins des déclarations financières, les sociétés présentent la valeur de leurs actifs à la "valeur comptable" historique, soit le prix auquel ces actifs ont été acquis à l'origine. La valeur comptable des actifs peut se trouver très inférieure à la valeur courante sur le marché. En cas d'activité de prise en charge, les actifs acquis paraissent dans les états financiers de la compagnie acquéreuse à la nouvelle valeur du marché (plus élevée).

Les actifs associés aux prises de contrôle principales en 1981 avaient une valeur de marché estimée à plus de 7,6 milliards de dollars (tableau 7.1), mais une valeur comptable historique de 1,3 milliards de dollars seulement. Par conséquent, si l'on utilise l'actif comme base de mesure, on en viendrait à ajouter 7,6 milliards de dollars à la valeur du secteur sous contrôle canadien en 1981, mais à ne soustraire que 1,3 milliard du secteur sous contrôle étranger. Par contre, si l'on utilise les recettes liées au pétrole comme base de mesure, il y a transfert d'un montant de recettes équivalent d'un secteur à un autre pour rendre compte des activités de prise de contrôle. Comme l'indiquent les tableaux 7.3 et 7.4, les niveaux estimés de participation et contrôle étranger dans l'industrie en 1981, mesuré d'après les actifs, étaient de 52,6 % et 45,0 % respectivement, bien inférieurs aux niveaux estimés sur la base des recettes liées au pétrole.

Les estimations de contrôle canadien dans l'industrie du pétrole et du gaz au Canada présentées ici sont différentes de celles publiées par Statistique Canada, dont les chiffres les plus récents (mesurés sur le capital utilisé) (1) indiquent une prévision d'un niveau de 55 % de contrôle étranger dans le secteur du pétrole en 1978. Ceci est bien inférieur à l'estimé de l'ASSP, 74,8 %, fondé sur les recettes liées au pétrole pour 1981 (tableau 7.3). La raison principale de cette différence vient de l'utilisation du capital utilisé comme base de mesure.

Une autre raison, moins importante, du niveau inférieur de contrôle étranger présenté dans les chiffres de Statistique Canada est le fait que sa base statistique est considérablement plus vaste que celle de l'ASSP. En plus des sociétés déclarantes à l'ASSP, la base de Statistique Canada comporte des sociétés de pipeline, des sociétés de services incidentes à l'industrie pétrolière, des sociétés de pétrochimie, et des opérations de mise en marché, y compris les distributeurs de carburants, etc. La plupart de ces sociétés, qui ne sont pas incluses dans le rapport de l'ASSP, en particulier celle du secteur des pipelines, sont en grande partie sous participation et contrôle canadiens. Comme le fait remarquer le Rapport d'examen 1980 (page 43) si l'on exclut les pipelines des chiffres, l'estimé prévu de Statistique Canada pour le contrôle étranger en 1978 sur la base du capital utilisé aurait été de 66 % par opposition à l'estimé de 55 % qui a été publié.

---

(1) Le capital utilisé se définit comme l'avoir propre des actionnaires plus la dette à long terme. Cette définition est dérivée de données fournies dans l'annuaire 67-202 de Statistique Canada. Il s'agit d'une définition différente de celle utilisée dans le tableau 1.5 du présent rapport, savoir actif total moins passif courant (qui est utilisé par la plupart des sociétés pétrolières lors de la publication de données sur le capital utilisé). La différence entre les deux définitions est constituée par les impôts reportés, qui sont inclus dans la deuxième définition mais non dans la première.

Participation et contrôle du capital utilisé

Le tableau 7.5 illustre la différence de structure financière entre les sociétés sous contrôle canadien et les sociétés sous contrôle étranger, en présentant les composantes de participation et de contrôle du capital utilisé (avoir propre des actionnaires plus dette à long terme) pour les sociétés déclarantes à l'ASSP à la fin de 1980, date des données les plus récentes disponibles. Les chiffres indiquent que les Canadiens étaient propriétaires de 48 % du capital utilisé (15,8 milliards de dollars sur 33,1 milliards) dans l'industrie canadienne du pétrole à la fin de 1980. Toutefois, les Canadiens n'étaient propriétaires que de 30 % de l'avoir propre total (5,7 milliards de dollars sur 19,2 milliards de dollars), mais de près de 70 % de la dette à long terme totale (6,7 milliards de dollars sur 9,7 milliards de dollars).

Par conséquent, bien que les Canadiens aient été "propriétaires" de 48 % du total du capital utilisé dans l'industrie pétrolière au Canada, ils ne prenaient part qu'à 30 % des gains de l'industrie (savoir leur part de l'avoir propre total) et contrôlaient 23 % de ces gains (4,5 milliards de dollars sur 19,2 milliards de dollars). Par contre, les non-résidents (des États-Unis et ailleurs) étaient propriétaires de 52 % du capital utilisé dans l'industrie canadienne du pétrole, mais leur participation était de 70 % et leur contrôle de 77 % respectivement des gains de l'industrie en 1980.

Le rapport d'endettement (dette à long terme moins intérêt des actionnaires minoritaires plus obligations, le tout divisé par l'avoir propre plus l'intérêt des actionnaires minoritaires) sous contrôle canadien est égal à 2,0 (6,0 milliards de dollars plus 3,2 milliards de dollars divisé par 4,7 milliards de dollars). Par contre, les rapports d'endettement des sociétés sous contrôle américain et autres étrangers n'étaient que de 0,2 et 0,6 respectivement, bien inférieurs à celui des sociétés sous contrôle canadien.

Les sociétés sous contrôle canadien font généralement usage de la méthode de capitalisation du coût entier, alors que les sociétés sous contrôle étranger font usage de la méthode de capitalisation du coût de la recherche fructueuse. En conséquence, il n'est pas possible de comparer les chiffres des bénéfices non répartis; les valeurs des bénéfices non répartis des sociétés sous contrôle canadien ont tendance à être plus élevées.

Le tableau 7.6 résume les parts d'avoir propre et de dette dans la propriété du capital utilisé total dans les trois groupes de sociétés du tableau 7.5. Le niveau estimé de 30 % de participation canadienne du total de l'avoir propre se rapproche de l'estimé de 26 % de participation canadienne des recettes liées au pétrole dans l'industrie au Canada en 1980 (tableau 7.3).

En conséquence des activités de prise de contrôle en 1981, avec les modifications connexes de structure de dette et d'avoir propre, on peut prévoir que tant la participation que le contrôle du capital utilisé dans l'industrie pétrolière au Canada ont changé considérablement depuis la fin de 1980. Le prochain Rapport d'examen, qui concernera le premier semestre de 1982, présentera des données sur le capital utilisé au Canada par les sociétés déclarantes à l'ASSP pour fin de l'année 1981.

Tableau 7.5

CAPITAL UTILISÉ AU CANADA PAR LES SOCIÉTÉS DÉCLARANTES À L'ASSP (1)

STRUCTURE DU CONTRÔLE	STRUCTURE DE LA PROPRIÉTÉ (FIN DE 1980)			
	Canadiens	Résidents des É.-U.	Autres non résidents	TOTAL
	(milliards de $)			
Sous contrôle canadien				
Avoir propre (2)	3,3	1,1	0,1	4,5
Obligations	3,0	0,2	-	3,2
Dette à long terme (3)	5,1	0,6	0,5	6,2
Capital utilisé	11,4	1,9	0,6	13,9
Sous contrôle É.-U.				
Avoir propre (2)	1,7	10,2	0,1	12,0
Obligations	0,1	0,5	-	0,6
Dette à long terme	1,0	1,3	-	2,3
Capital utilisé	2,8	12,0	0,1	14,9
Sous contrôle étranger autre				
Avoir propre (2)	0,7	(0,1)	2,1	2,7
Obligations	0,3	-	0,1	0,4
Dette à long terme	0,6	0,5	0,1	1,2
Capital utilisé	1,6	0,4	2,3	4,3
TOTAL				
Avoir propre (2)	5,7	11,2	2,3	19,2
Obligations	3,4	0,7	0,1	4,2
Dette à long terme	6,7	2,4	0,6	9,7
Capital utilisé	15,8	14,3	3,0	33,1

NOTA:

(1) Les données sont tirées des questionnaires de balance des paiements (BDP) soumis par les sociétés à Statistique Canada. Les chiffres du tableau représentent le capital utilisé au Canada seulement, avec exclusion de l'impôt reporté. On exclut le capital utilisé pour les activités à l'étranger.

(2) Ici, le terme avoir propre exclut les obligations , car ces dernières ne participent généralement pas aux gains de la société, et constituent plutôt un instrument de levier comme la dette à long terme.

(3) La dette à long terme comporte 246 millions de dollars d'intérêts des actionnaires minoritaires. La dette à long terme des sociétés sous contrôle américain et autres étrangers comporte un montant négligeable (14 millions de dollars) d'intérêt d'actionnaires minoritaires.

Tableau 7.6

SOMMAIRE DE LA STRUCTURE DE PROPRIÉTÉ

	TYPE DE PROPRIÉTÉ (%)	
	Canadienne	Étrangère
Sous contrôle canadien		
Avoir propre	73	27
Obligations et dette	86	14
Sous contrôle États-Unis		
Avoir propre	14	86
Obligations et dette	38	62
Sous contrôle étranger autre		
Avoir propre	26	74
Obligations et dette	56	44
TOTAL INDUSTRIE		
Avoir propre	30	70
Obligations et dette	73	27

VIII. MOUVEMENTS INTERNATIONAUX DE TRÉSORERIE

Ce chapitre donne des statistiques sur les mouvements de trésorerie des sociétés qui font rapport à l'ASSP.(1) Les mouvements de trésorerie sont d'ordinaire divisés en compte courant et en compte de capital. Le compte courant comprend les dividendes, les paiements d'intérêt (sur la dette encourue à long terme) et les paiements des frais d'exploitation, tels que les paiements de locations, les frais de gestion et les paiements relatifs à la technologie.

Le compte de capital est divisé en mouvements à court terme (comptes inter-sociétés, prêts bancaires et emprunts à court terme) et en mouvements à long terme. Les mouvements de capitaux à long termes sont subdivisés en investissements directs (2), tel que les investissements des sociétés-mères dans des filiales étrangères ou des sociétés affiliées étrangères, et en portefeuilles de valeurs qui peuvent prendre la forme d'avoir propre ou de dettes.

Le tableau 8.1 donne un résumé des mouvements internationaux de trésorerie en relation avec le secteur pétrolier en 1980 et 1981. Les chiffres donnés dans le tableau représentent les mouvements nets de trésorerie dus à des transactions internationales en rapport avec les investissements à long terme de l'industrie pétrolière tant au Canada qu'à l'étranger. Le tableau statistique H, de l'annexe III indique séparément les mouvements internationaux concernant les investissements à long terme au Canada et à l'étranger.

Comme le tableau l'indique, le changement majeur des mouvements internationaux de trésorerie en 1981 a été une sortie du compte de capital des sociétés sous contrôle étranger de plus de 4,8 milliards de dollars, comparée à une entrée de 280 millions de dollars dans ce compte en 1980. La sortie de 4,8 milliards de dollars dans le compte capital en 1981 correspond au résultat net de trois mouvements distincts: 5,6 milliards de sorties d'investissement direct (c'est-à-dire réduction du niveau d'investissement direct étranger au Canada) en conséquence des activités de prise de contrôle, une entrée de 840 millions de dollars sous forme d'investissements de portefeuille accrus (constitués en grande partie d'emprunts sur les marchés monétaires internationaux par des sociétés sous contrôle étranger); et finalement une sortie de 61 millions de dollars résultant d'une augmentation de l'investissement direct à l'étranger (c'est-à-dire sociétés sous contrôle étranger investissant à l'étranger).

---

(1) Les données sur les mouvements internationaux de trésorerie sont tirées de questionnaires sur la balance des paiements (BDP) distribués par Statistique Canada. L'ASSP peut obtenir ces données sous réserve de l'accord des sociétés déclarantes par le biais d'une entente conclue en vertu de la loi sur la Statistique. Les données présentées ici ne comprennent pas les montants reçus et versés en ce qui a trait aux exportations et aux importations de biens, et aux services de transport.

(2) L'investissement direct se définit comme celui, qui en plus d'avoir pour but un rendement économique, a également pour but d'assurer une participation de gestion. Pour l'industrie pétrolière canadienne, l'investissement direct est principalement sous forme d'investissement de sociétés-mères étrangères dans leurs filiales canadiennes. Les portefeuilles de valeur constituent un investissement ayant pour but d'obtenir un rendement économique, sans participation de gestion aux activités. Ils correspondent principalement à toutes les dettes étrangères (à l'exception des dettes des sociétés envers leurs sociétés-mères étrangères), plus les avoirs propres étrangers dans les sociétés sous contrôle canadien.

Tableau 8.1

MOUVEMENTS INTERNATIONAUX DE TRÉSORERIE (1)
POUR LES SOCIÉTÉS DÉCLARANTES – 1980 et 1981

	COMPTE COURANT			COMPTE DE CAPITAL (3)	
	Intérêt	Dividendes	Paiements de services	Transactions	TOTAL
	(millions de $)				
TRANSACTIONS INTERNATIONALES LIÉES AUX INVESTISSEMENTS À LONG TERME EN 1980 (2)					
Sociétés sous contrôle canadien	(5)	(10)	(5)	(57)	(77)
Sociétés sous contrôle étranger	(40)	(447)	(126)	280	(333)
ENTRÉES (SORTIES) NETTES	(45)	(457)	(131)	223	(410)
TRANSACTIONS INTERNATIONALES LIÉES AUX INVESTISSEMENTS À LONG TERME EN 1981					
Sociétés sous contrôle canadien	(62)	(29)	(4)	542	447
Sociétés sous contrôle étranger	(19)	(499)	(197)	(4838)	(5553)
ENTRÉES (SORTIES) NETTES	(81)	(528)	(201)	(4296)	(5106)

NOTA:

(1) Ne sont pas compris dans ce tableau toutes les exportations de biens, les services de transport, les mouvements de capitaux à court terme et les changements dans les bénéfices non répartis. Dans les cas des investissements au Canada les augmentations des bénéfices non répartis auraient pour effet d'augmenter la dette canadienne à l'étranger alors que des diminutions auraient l'effet contraire.

(2) Les données sont tirées du Rapport d'examen de 1980 (p. 37).

(3) Tous les montants du compte de capital sont des montants nets. Par exemple, l'entrée de 542 millions de dollars pour les sociétés sous contrôle canadien représente des emprunts à long terme à l'étranger, après déductions des montants remboursés. De plus, la sortie de 4 838 millions de dollars pour les sociétés sous contrôle étranger représente des sorties d'investissements directs et d'autres mouvements compensés par des entrées résultant de l'augmentation des investissements directs à l'étranger.

Le montant de 4,8 milliards de dollars indiqué ci-dessus pour les sorties du compte de capital de l'industrie pétrolière ne représente qu'une partie du total des mouvements internationaux de trésorerie pour le secteur des sociétés et l'ensemble de l'économie. Pour obtenir une image complète des mouvements internationaux de trésorerie résultant des activités de prise de contrôle, il faudrait également tenir compte des mouvements vers d'autres secteurs de l'économie.(1) Par exemple, une société canadienne a acquis en 1981 une société de pétrole et gaz sous propriété étrangère, avec pour résultat une sortie de capital dans le secteur du pétrole et du gaz. Toutefois, la société canadienne a emprunté à l'étranger pour payer des propriétaires étrangers de la société acquise. Etant donné que l'acheteur canadien est une société qui ne fait pas partie du secteur pétrolier, l'entrée de capital sous forme de dette n'apparaîtra pas dans le secteur pétrolier des mouvements internationaux de trésorerie publiés par Statistique Canada, mais dans le secteur où est classée la compagnie acquéreuse. Ainsi, l'effet total de cette transaction sur les mouvements internationaux de trésorerie n'apparaît pas lorsque l'on considère isolément le secteur pétrolier.

Les données les plus récentes publiées par Statistique Canada donnent une certaine indication de la nature et de l'importance des entrées de fonds compensant la sortie de compte de capital mentionné ci-dessus pour le secteur pétrolier.(2) Selon la publication de Statistique Canada, les nouvelles émissions de valeurs canadiennes ont enregistré des entrées de 13,6 milliards de dollars pour 1981, et la situation de devises étrangères nettes des banques à charte à l'égard des non-résidents a enregistré des entrées de capital de 17,9 milliards de dollars. Toutefois, comme on l'a noté ci-dessus, il n'est pas possible d'indiquer quelle part de ces entrées est en relation directe avec le secteur pétrolier.

Sur le compte courant, il y a eu en 1981, de petites augmentations des sorties nettes pour les sociétés déclarantes à l'ASSP. Le total des sorties sur compte courant en 1981 était de 810 millions de dollars, et sur ce montant, les paiements d'intérêt représentaient 81 millions de dollars, les paiements de dividendes 528 millions de dollars, et les paiements de services d'affaires 201 millions de dollars. Chacun de ces montants représente une sortie nette (on trouvera des détails dans le tableau statistique H). Par exemple, la sortie nette de 81 millions de dollars de paiements d'intérêt se compose d'une sortie de 188 millions de dollars sous forme de paiements à des non-résidents pour investissement au Canada, et d'une entrée de 107 millions de dollars sous forme de paiements reçus par des sociétés canadiennes de la part de non-résidents, pour des investissements canadiens à l'étranger.

Le tableau statistique H montre que les dividendes et les paiements de services sont, pour la plupart, versés entre des sociétés reliées (sociétés non indépendantes). Par exemple, en 1981, environ 80 % des dividendes et plus de 50 % des paiements de services à l'étranger des sociétés déclarantes ont été payés aux sociétés-mères étrangères. De même, les sociétés sous contrôle étranger qui ont investi à l'étranger ont reçu presque tous leurs reçus de service de leurs filiales étrangères.

---

(1) On ne dispose pas d'estimation précise de la nature et de l'importance de toutes les transactions financières associées aux prises de contrôle (par exemple, la baisse des bilans de dollars américains dans les institutions financières canadiennes). Une analyse complète de l'incidence des prises de contrôle sur la balance des paiements dans l'ensemble de l'économie canadienne exigerait une analyse exhaustive de toutes les transactions (en relation avec les prises de contrôle) entreprises par chaque membre de la communauté financière et bancaire du Canada.

(2) Statistique Canada, Catalogue 67-001, Quatrième trimestre 1981, Estimation Trimestrielle de la Balance des Paiements internationaux du Canada.

En plus des mouvements à long terme inscrits au tableau 8.1, les tranferts de fonds résultant de transactions à court terme (moins d'un an) entre le Canada et les autres pays ont entraîné une entrée nette de 289 millions de dollars en 1981 (voir tableau H). Les sociétés sous contrôle étranger ont enregistré une entrée nette au Canada de 109 millions de dollars par rapport à une entrée de 180 millions de dollars pour les sociétés sous contrôle canadien. Près de 90 % des transactions des sociétés sous contrôle canadien ont été effectuées entre les filiales (sociétés non indépendantes). Les transactions entre les filiales comptent pour 53 % des entrées nettes des sociétés sous contrôle étranger. Le reste représente généralement le remboursement de prêts bancaires à court terme et d'autres emprunts à l'étranger.

Certaines filiales canadiennes des sociétés multinationales et étrangères ont prêté des capitaux "à court terme" à des sociétés-soeurs à l'étranger. Certains de ces prêts à court terme sont restés dus pendant au moins deux ans, et ressemblent plus à un instrument à long terme, dans la mesure où apparemment ces prêts sont simplement reconduits chaque année. Etant donné que les prêts à court terme sont inclus dans l'actif courant des sociétés filiales canadiennes, les chiffres de fonds de roulement de ces sociétés peuvent être exagérés. De même, les sorties à long terme seront réduites dans la mesure des prêts à "court terme".

LISTE DES ANNEXES ET TABLEAUX STATISTIQUES

		Page
I.	GLOSSAIRE DES TERMES EMPLOYÉS	65
II.	COMPARAISON DES DONNÉES DE L'ASSP AUX ESTIMATIONS POUR L'ENSEMBLE DE L'INDUSTRIE	69
III.	TABLEAUX STATISTIQUES	
	A. ÉTAT DES REVENUS ET DÉPENSES	70
	B. SOURCES ET AFFECTATIONS DES FONDS	73
	C. DÉPENSES DE CAPITAL AMONT AU CANADA, PAR EMPLACEMENT	74
	D. DÉPENSES DE CAPITAL, PAR ACTIVITÉ	75
	E. BILAN	76
	F. PRODUCTION BRUTE DE PÉTROLE BRUT, DE L.G.N. ET DE GAZ NATUREL	77
	G. DONNÉES D'EXPLOITATION POUR CERTAINES GRANDES SOCIÉTÉS (1971-1981)	78
	H. MOUVEMENTS INTERNATIONAUX DE TRÉSORERIE	79
IV.	DÉFINITION DE LA RECHERCHE ET DU DÉVELOPPEMENT	80
V.	MODIFICATIONS APPORTÉES AUX FIP FN 1980 ET 1981	82

ANNEXE I

GLOSSAIRE

Acquisition – Acquisition d'une société ou achat de l'actif d'une autre société pétrolière. Ces dépenses sont incluses dans "autres affectations des fonds" dans le rapport d'examen.

Amont – Activités associées à la recherche, à l'exploration, à la production, à l'extraction et à la récupération du pétrole brut, du gaz naturel, des liquides de gaz naturel, des sulfures ainsi qu'à la production de pétrole synthétique.

Amortissement – La dépréciation, la radiation ou l'épuisement progressifs de l'actif immatériel ou de l'actif matériel. Dans les industries de l'extraction, le terme s'applique le plus souvent à (1) la radiation progressive et pérodique des coûts liés au gisements minéraux non producteurs, engagés avant la mise en valeur et la mise en production de ces gisements, ou (2) la radiation systématique des coûts liés aux gisements producteurs (y compris les coûts réels et les coûts immatériels liés à la prospection, à l'acquisition, à l'exploration et à la mise en valeur), capitalisés (ou reportés) avant la mise en production des gisements et radiés à mesure que sont produits les minéraux.

Autres affectations des fonds – Comprend les activités comme les acquisitions, les achats de machines et de matériel usagés, et les investissements à long terme.

Autres sources des fonds – Sources résiduelles de fonds telles que la vente d'actif ou les investissements à long terme, les paiements de la production future reçus d'avance.

Avoir propre – La valeur du capital libéré des actionnaires, du surplus d'apports et des bénéfices non répartis.

Aval – Ce secteur comprend les activités telles que le raffinage, la commercialisation, le transport et le traitement des produits dérivés du pétrole.

Capital utilisé – La valeur comptable de l'actif total moins le passif courant.

Contrôle étranger – Dans les examens de l'activité, le mot contrôle a le sens que lui a conféré Statistique Canada. En vertu de cette définition, il s'agit de déterminer si ce sont des actionnaires canadiens ou étrangers qui ont le contrôle potentiel de l'ensemble des activités de la société. Bien que le contrôle soit généralement exercé par les détenteurs de 50 % ou plus des actions assorties du droit de vote, il peut l'être, en réalité, par ceux qui en détiennent moins. Ainsi, indépendamment du pourcentage d'actions assorties du droit de vote détenu par des non-résidents, 100 % de son actif ou de ses recettes sont attribués, aux fins statistiques, au secteur étranger.

Dépenses de mise en valeur – Ces dépenses comprennent: le coût des forages dans une région où l'existence de réserves de pétrole et de gaz naturel est déjà prouvée, le coût des réseaux de captage sur le terrain, et le coût d'achat de réserves prouvées.

Dépenses d'investissement ou dépenses de capital – Les investissements dans de nouvelles installations, lesquels investissements sont capitalisés et imputés directement sur le coût de l'exploitation courante (exploration et mise en valeur), plus les dépenses capitalisées de réparation.

Dépréciation – Montant imputé sur les dépenses au cours de la période comptable et applicable à l'actif susceptible de dépréciation qui a été capitalisé. Ceci ne représente pas le montant de la provision du coût de capital utilisé aux fins d'impôt pour calculer la dépréciation.

Dette à long terme – Éléments typiques de la dette qui arriveront à échéance plus d'un an après la période comptable. Dans certains cas, des actions privilégiées peuvent être considérées comme une dette à long terme lorsqu'elles sont remboursables à un montant fixe sans privilège de conversion ou droit de vote.

Épuisement – Montant imputé sur les dépenses de la société au cours de la période comptable applicable à l'actif susceptible d'épuisement qui a été capitalisé. (Il ne s'agit pas de la provision pour épuisement gagné, calculée aux fins d'impôt.)

Exploration – Comprend tous les droits d'affermage et les coûts d'acquisition des terres, les dépenses en géologie et en géophysique, et les forages d'exploration. Les forages d'exploration indiquent généralement les puits forés en dehors des limites d'une région prouvée ou à l'intérieur des limites d'une telle région mais dans une zone inéprouvée. Ces forages servent à déterminer l'existence de réserves pétrolières ou gazières plutôt qu'à développer des réserves prouvées de pétrole et de gaz découvertes lors de forages antérieurs. Sont également inclus les coûts de puits improductifs, les coffrages et autres matériaux et équipements abandonnées sur place, ainsi que les puits en cours à la fin de l'année.

Extraction des ressources énergétiques minières – Dépenses d'investissement associées uniquement à l'extraction de l'uranium et du charbon (exclut l'extraction des sables pétrolifères).

Fonds de roulement – Actif courant (liquidités, investissements à court terme, comptes à recevoir, stocks) moins le passif courant (comptes à payer, dettes et titres venant à échéance dans moins d'un an).

Frais d'indemnisations pétrolières (FIP) – Le gouvernement fédéral a signalé son intention d'incorporer progressivement le coût total du pétrole importé et du pétrole domestique plus coûteux au prix payé par le consommateur, au moyen d'un système de taxes sur les raffineries. Il s'agit des Frais d'indemnisation pétrolières (FIP). Le produit de ces droits servira à verser aux raffineurs des sommes suffisantes pour ramener le coût moyen du pétrole importé au prix moyen du pétrole domestique pour les raffineurs canadiens et à payer aux producteurs canadiens de pétrole brut non classique les prix plus élevés prévus par les ententes fédérales et provinciales.

Frais non monétaires – Désigne les postes engagés au cours d'une période comptable sans qu'il s'agisse de dépenses monétaires réelles au cours de ladite période comptable, c'est-à-dire la dépréciation, l'épuisement et l'amortissement.

Grandes sociétés – Ce groupe est composé de plusieurs sociétés d'envergure dont les activités sont pricipalement centrées soit sur le secteur en amont, soit sur le secteur en aval. Chacune de ces sociétés réalise plus de 1 % des recettes de l'industrie dans le secteur en amont ou dans le secteur en aval.

Impôt reporté – Impôt accumulé et considéré comme dépense dans l'état des revenus et dépense de la société, mais non payable pendant la période comptable observée. L'impôt est reporté, par exemple, lorsque les biens immobilisés sont amortis (au moyen de la provision

pour coût de capital) aux fins d'impôt à des taux supérieurs aux taux de dépréciation utilisés pour préparer les rapports financiers. Le montant des impôts reportés équivaut à un prêt à long terme libre d'intérêts.

Impôt sur le revenu courant – La partie de la provision pour l'impôt, tant fédéral que provincial, à payer au cours de la période comptable.

Méthode de capitalisation du coût de la recherche fructueuse – Aux termes de cette méthode, seuls sont capitalisés les coûts qui résultent directement en des bénéfices futurs identifiables et qui sont liés à la découverte, à l'acquisition ou à la mise en valeur de réserves particulières. Les coûts qui ne donnent pas lieu à des bénéfices futurs identifiables sont généralement imputés sur les dépenses à mesure qu'ils sont engagés, ou sont passés aux comptes des pertes. Les catégories de coûts imputés sur les dépenses à mesures qu'ils sont engagés comprennent tous les coûts liés aux études géologiques et géophysiques, à la possession de gisements inexploités, aux généralités et à l'administration, ou une partie de ces coûts. Les coûts liés à l'acquisition de gisements inexploités sont souvent reportés et sont maintenus jusqu'à ce que les gisements sont prouvés productifs ou improductifs, ou amortis totalement ou en partie sur la période de temps pendant laquelle le gisement est conservé avant d'être prouvé productif ou improductif.

Méthode de capitalisation du coût entier – Aux termes de capitalisation du coût entier, tous les coûts liés à la prospection, à l'acquisition, à l'exploration et à la mise en valeur de gisements dans un centre de coûts relativement important (tel un pays), sont capitalisés et imputés sur les dépenses (amortis) à mesure que les gisements auxquels s'appliquent les coûts sont mis en production. Les coûts engagés comprennent les frais de prospection, de location, d'acquisition, de rétention, d'exploration et de mise en valeur, ainsi que les frais indirects associés (c'est-à-dire la portion des frais généraux et administratifs liée à la prospection, à l'acquisition et à la mise en valeur). Les frais d'exploitation, tels les frais d'extraction et les frais généraux et administratifs applicables à la production courante et aux généralités, sont imputés sur les dépenses à mesure qu'ils sont engagés.

Petites sociétés – Ce groupe se compose des sociétés déclarantes dont les travaux sont surtout axés sur l'exploration et sur la production de pétrole et de gaz, et qui ne font pas partie des sous-groupes des sociétés intégrées ou des grandes sociétés. Les activités en amont et en aval de chacune d'elles représentent moins de 1 % du total des recettes de l'industrie.

Pétrole lourd non classique – Désigne les gisements de pétrole lourd récupérable par des méthodes améliorées de récupération et dont la densité est inférieure à 23° API. Pour les gisements canadiens de pétrole lourd, cette densité est généralement de l'ordre de 10 à 17° API.

Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP) – Sous ce programme (annoncé initialement avec le PEN) des encouragements directs seront payés sous forme de subventions PESP aux sociétés qui font des travaux d'exploration et d'aménagement au Canada et qui rencontrent certaines exigences. Le niveau de ces encouragements varie selon la région dans laquelle les dépenses d'exploration et d'aménagement sont engagées et est plus élevé dans le cas des sociétés sous contrôle canadien et ayant un taux déterminé de participation canadienne. Le gouvernement de l'Alberta administrera et paiera les subventions d'encouragement de ce programme pour toute activité à l'intérieur de ses limites territoriales et le gouvernement fédéral administrera le programme partout ailleurs au Canada.

Propriété étrangère – La propriété étrangère est calculée en tenant compte du pourcentage d'actions assorties du droit de vote des actionnaires et en répartissant les recettes et l'actif en fonction de ce pourcentage. Les calculs ne tiennent pas compte des actions sans droit de vote.

Ratio d'endettement – Rapport du passif à long terme (plus d'une année) sur l'avoir propre des actionnaires (capital-actions plus les bénéfices non répartis). Les actions privilégiées peuvent être considérées comme une dette ou comme un avoir propre, selon les modalités applicables à ces actions.

Ressources d'autofinancement – Comprend le revenu net après impôt, plus les dépenses d'exploration et de mise en valeur au cours de la période comptable, la dépréciation, l'épuisement, l'amortissement et les impôts reportés.

Sables pétrolifères – Désigne les réserves de bitume brut de gisements qui sont généralement solides à moins d'être chauffés et dont la densité varie habituellement entre 6 et 10° API. Les gisements de l'Athabasca, de Peace River, de Wabasca et de Buffalo Head Hills représentement les principales réserves du Canada.

Sociétés intégrées – Ces sociétés ont été choisies parce qu'elles réalisaient plus de 1 % des recettes totales de l'industrie dans le secteur en amont et dans le secteur en aval. De plus, chacune d'elles possède d'importants services de produits raffinés, de commercialisation et de distribution.

Source extérieure de financement – Source de fonds autre que les ressources d'autofinancement, par exemple la dette à long terme et l'émission d'actions.

Frais d'exportation du pétrole – sont égaux à la différence entre le prix intérieur et le prix d'exportation du pétrole brut lourd. Étant donné la faible capacité des raffineries de l'Ouest canadien pour le traitement du brut lourd, les volumes de brut lourd en excès des besoins du Canada sont exportés. Le gouvernement du Canada partage les recettes tirées des frais d'exportation avec l'Alberta et la Saskatchewan selon les niveaux d'exportation de chaque province.

Taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz naturel (TGNLG) - Taxe fédérale imposée sur le gaz naturel commercialisable et les liquides de gaz naturel. Le gaz naturel commercialisable est défini comme étant tout gaz autre que les liquides de gaz naturel ou que le gaz réinjecté dans un réservoir naturel au Canada à des fins autres que l'emmagasinage ou que le gaz utilisé dans une usine de traitement ou de retraitement du gaz. Les liquides de gaz incluent l'éthane, le propane, le butane ou tout autre mélange provenant de gaz traité dans une usine de traitement ou de gaz naturel commercialisable traité dans une usine de retraitement.

Taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG) – Cette taxe fédérale s'applique aux recettes brutes tirées de la production de pétrole et de gaz (après déduction des frais d'exploitation) et aussi aux redevances gagnées. La déduction des frais d'exploration et de mise en valeur, des provinces pour coût de capital, et des intérêts ou des redevances de la Couronne, n'est pas admise dans le calcul de la TRPG.

Terres du Canada – Les zones du Canada à l'extérieur des limites provinciales.

ANNEXE II

COMPARAISON DES DONNÉES DE L'ASSP AUX ESTIMATIONS GLOBALES DE L'INDUSTRIE POUR 1981

	ASSP	Estimations globales de l'industrie	Colonne 1 sous forme de pourcentage de la colonne 2
		(millions de $)	(%)
DÉPENSES DE CAPITAL EN AMONT			
Terres et affermage	622	872 (1)	71,3
Exploration (y compris terres)	3765	4552 (1)	82,7
Mise en valeur et production	2941	3167 (1)	92,9
TOTAL Exploration, mise en valeur, production (au Canada)	6706	7719 (1)	86,9
RECETTES DE PRODUCTION AMONT	15547	17955 (2)	86,6
RECETTES ET REVENU NET			
Ventes brutes (y compris les taxes de vente et indirectes)	41775	43159 (3)	96,8
Revenu net	3112	3247 (3)	95,8
STATISTIQUES DE PRODUCTION			
PÉTROLE BRUT ET LIQUIDES (milliers de m^3 par jour)	220	257 (2)	86,0
GAZ NATUREL DE MARCHÉ (millions de m^3 par jour)	161	187 (2)	86,3

NOTA:

(1) SOURCE: Statistique Canada 26-213 Dépenses nettes de l'industrie pétrolière en 1981. La différence entre les estimations de l'ASSP et de Statistique Canada de l'investissement est due au fait que les chiffres de Statistique Canada proviennent d'une base d'environ 400 sociétés, à comparer à 100 sociétés pour l'ASSP.

(2) SOURCE: Statistique Canada 26-006 (préliminaire) Production de pétrole brut et Gaz naturel.

(3) Source: Statistique Canada 61-003 Statistiques financières des sociétés industrielles.

ANNEXE III

TABLEAUX STATISTIQUES

TABLEAU A
ETAT DE REVENUS ET DEPENSES

	---ACTIVITES AVAL--- 1980 ($ MILLIONS)	1981	VAR. (%)	---ACTIVITES AMONT-- 1980 ($ MILLIONS)	1981	VAR. (%)	--AUTRES ACTIVITES-- 1980 ($ MILLIONS)	1981	VAR. (%)	ACTIVITES ETRANGERES 1980 ($ MILLIONS)	1981	VAR. (%)	-TOTAL DES ACTIVITES 1980 ($ MILLIONS)	1981	VAR. (%)
ENSEMBLE DE L'INDUSTRIE															
RECETTES TOTALES	16076	16535	2.9	23568	29669	25.9	1383	3132	126.4	1325	1911	44.2	42353	51248	21.0
TRPQ ET FIP ET TQNLQ	0	956	-	862	4124	378.2	0	0	-	0	0	-	862	5080	-
REDEVANCES	4935	4895	-0.8	1813	2629	45.0	4	2	-44.4	79	92	15.8	6831	7618	11.5
REC NETTES APRES REDEV	11142	10684	-4.1	20893	22916	9.7	1379	3130	126.9	1246	1820	46.0	34660	38549	11.2
FRAIS D'EXPL. ET AUTRE	3400	4134	21.6	17849	20006	12.1	1122	3060	172.7	661	1081	63.5	23031	28280	22.8
E.M. IMPUTEES A L'EXPL	1404	1466	4.4	0	1	-	60	106	75.7	50	104	108.0	1514	1676	10.7
DEPRECIATION	372	484	-	381	419	9.9	65	137	110.2	52	139	169.7	870	1179	35.5
EPUISEMENT	581	509	-12.4	0	0	-43.7	5	5	1.1	114	127	11.5	700	641	-8.4
AMORTISSEMENT	307	281	-8.6	19	21	11.2	-52	-110	-111.4	3	56	-	277	248	-10.6
FRAIS NON MON. & E.M.P	2664	2739	2.8	400	441	10.2	78	138	76.1	219	426	94.8	3361	3744	11.4
REVENU AVANT IMPOTS	5078	3811	-24.9	2644	2469	-6.6	179	-68	-138.0	367	313	-14.7	8267	6525	-21.1
IMPOTS COURANTS	1038	1408	35.6	1031	845	-18.0	-27	-113	-321.5	32	46	41.4	2075	2186	5.4
REV. APRES IMP. COUR.	4040	2403	-40.5	1613	1624	0.7	206	45	-77.9	334	267	-20.1	6192	4339	-29.9
IMPOTS REPORTES	1151	782	-32.1	159	256	61.3	43	35	-19.3	159	154	-2.9	1512	1227	-18.8
REVENU NET APRES IMPOT	2889	1621	-43.9	1454	1368	-5.9	163	11	-93.5	176	113	-35.6	4681	3112	-33.5
LIQUIDITES	6704	5142	-23.3	2013	2065	2.6	284	183	-35.4	553	693	25.3	9553	8083	-15.4
SOCIETES INTEGREES(TOUTES SOUS CONTROLE ETRANGER)															
RECETTES TOTALES	7183	6774	-5.7	18324	23383	27.6	208	398	91.8	16	21	30.5	25730	30577	18.8
TRPQ ET FIP ET TQNLQ	0	397	-	750	3672	389.8	0	0	-	0	0	-	750	4068	-
REDEVANCES	2341	2153	-8.0	1626	2296	41.2	0	0	-	0	0	-	3967	4449	12.2
REC NETTES APRES REDEV	4842	4225	-12.7	15948	17416	9.2	208	398	91.8	16	21	30.5	21014	22060	5.0
FRAIS D'EXPL. ET AUTRE	1339	1394	4.1	13664	15181	11.1	193	330	70.6	5	5	-0.5	15202	16910	11.2
E.M. IMPUTEES A L'EXPL	825	903	9.4	0	0	-	35	76	114.5	0	0	-	860	978	13.7
DEPRECIATION	140	189	35.1	281	301	6.9	10	45	369.5	0	2	-	431	536	24.5
EPUISEMENT	90	66	-26.3	0	0	-	0	1	-	0	0	-	90	67	-25.6
AMORTISSEMENT	139	162	16.8	20	15	-28.8	-22	-1	93.6	-4	1	133.0	133	176	32.4
FRAIS NON MON. & E.M.P	1194	1320	10.6	302	315	4.5	23	120	-	-4	3	187.8	1514	1758	16.1
REVENU AVANT IMPOTS	2309	1510	-34.6	1982	1920	-3.1	-8	-51	-	15	13	-16.0	4298	3392	-21.1
IMPOTS COURANTS	634	808	27.6	855	671	-21.4	-21	-100	-371.2	4	4	-1.4	1471	1384	-5.9
REV. APRES IMP. COUR.	1675	702	-58.1	1128	1248	10.7	13	49	280.9	11	8	-21.9	2826	2007	-29.0
IMPOTS REPORTES	377	167	-55.6	49	188	283.0	9	39	321.6	0	0	-	435	395	-9.4
REVENU NET APRES IMPOT	1298	534	-58.8	1079	1061	-1.7	3	9	170.7	11	8	-21.9	2391	1613	-32.6
LIQUIDITES	2869	2022	-29.5	1429	1564	9.4	35	168	373.7	7	12	75.2	4341	3765	-13.3

ANNEXE III

TABLEAUX STATISTIQUES

TABLEAU A
ETAT DE REVENUS ET DEPENSES

	---ACTIVITES AVAL--- 1980 ($ MILLIONS)	1981	VAR (%)	---ACTIVITES AMONT-- 1980 ($ MILLIONS)	1981	VAR (%)	--AUTRES ACTIVITES-- 1980 ($ MILLIONS)	1981	VAR (%)	ACTIVITES ETRANGERES 1980 ($ MILLIONS)	1981	VAR (%)	-TOTAL DES ACTIVITES 1980 ($ MILLIONS)	1981	VAR (%)
GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER															
RECETTES TOTALES	3028	3102	2.4	787	492	-37.5	13	7	-44.4	82	54	-34.4	3910	3655	-6.5
TRPG ET FIP ET TGNLQ	0	183	-	0	21	-	0	0	-	0	0	-	0	204	-
REDEVANCES	950	930	-2.1	0	28	-	0	0	-	14	0	-	964	958	-0.6
REC NETTES APRES REDEV	2078	1988	-4.3	787	444	-43.6	13	7	-44.4	68	54	-21.3	2946	2493	-15.4
FRAIS D'EXPL. ET AUTRE	552	692	25.4	771	431	-44.1	12	-1	-108.3	14	20	38.1	1349	1141	-15.4
E.M. IMPUTEES A L'EXPL	382	352	-8.0	0	0	-	4	9	140.7	12	20	65.7	398	381	-4.4
DEPRECIATION	71	87	23.9	2	1	-26.0	0	0	137.5	7	8	18.7	79	97	22.3
EPUISEMENT	46	37	-19.3	0	0	-	0	0	-	3	1	-46.9	49	39	-20.8
AMORTISSEMENT	122	86	-29.9	0	-0	-	-8	1	110.1	4	7	69.8	118	93	-21.2
FRAIS NON MON. & E.M.P	622	562	-9.5	2	1	-39.9	-4	10	326.6	25	36	41.9	644	610	-5.4
REVENU AVANT IMPOTS	905	734	-18.9	14	12	-15.3	5	-2	-141.4	29	-2	-106.0	953	743	-22.1
IMPOTS COURANTS	236	356	50.6	1	5	-	-2	-1	74.6	7	8	20.9	241	368	52.4
REV. APRES IMP. COUR.	668	378	-43.4	14	8	-45.4	7	-1	-120.9	22	-10	-144.4	711	374	-47.4
IMPOTS REPORTES	182	87	-52.2	3	-0	-116.7	0	1	-	9	-3	-138.3	194	84	-56.5
REVENU NET APRES IMPOT	486	291	-40.1	11	8	-28.7	7	-2	-133.0	13	-6	-148.3	517	290	-43.9
LIQUIDITES	1290	941	-27.1	16	9	-44.7	3	9	241.3	47	36	-45.2	1356	984	-27.4
GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN															
RECETTES TOTALES	4229	4678	10.6	4392	5740	30.7	399	1887	372.7	511	697	36.4	9532	13003	36.4
TRPG ET FIP ET TGNLQ	0	265	-	113	432	282.6	0	0	-	0	0	-	113	697	-
REDEVANCES	1158	1237	6.8	186	305	63.8	1	1	3.6	15	14	-9.9	1361	1557	14.4
REC NETTES APRES REDEV	3071	3176	3.4	4093	5003	22.2	398	1886	373.8	496	684	37.9	8058	10749	33.4
FRAIS D'EXPL. ET AUTRE	1029	1348	30.9	3368	4354	29.3	393	2036	-	286	480	67.7	5037	8217	63.2
E.M. IMPUTEES A L'EXPL	98	127	29.8	0	1	-	11	9	-15.6	34	77	127.0	142	214	50.2
DEPRECIATION	116	123	6.1	95	112	18.6	19	46	141.4	20	32	55.7	250	313	25.1
EPUISEMENT	327	273	-16.6	0	0	-	2	4	143.2	38	68	77.8	367	345	-6.1
AMORTISSEMENT	21	16	-24.3	-2	4	337.4	-41	-106	-161.3	-6	5	185.4	-28	-80	-189.7
FRAIS NON MON. & E.M.P	562	539	-4.1	93	118	26.8	-9	-47	-	86	182	110.6	732	791	8.1
REVENU AVANT IMPOTS	1480	1290	-12.8	632	531	-16.0	54	-103	-470.7	123	22	-82.2	2290	1740	-24.0
IMPOTS COURANTS	143	208	45.3	170	167	-1.7	-6	-16	-174.1	10	-6	-154.3	318	354	11.3
REV. APRES IMP. COUR.	1337	1081	-19.1	462	364	-21.3	60	-87	-245.4	113	28	-75.5	1972	1386	-29.7
IMPOTS REPORTES	472	433	-8.2	105	68	-34.7	-16	-34	-108.6	52	13	-75.9	612	480	-21.6
REVENU NET APRES IMPOT	865	648	-25.0	358	296	-17.3	76	-53	-169.7	61	15	-75.2	1360	906	-33.4
LIQUIDITES	1998	1620	-14.7	555	482	-13.2	51	-134	-365.4	199	218	5.1	2704	2177	-19.5

ANNEXE III

TABLEAUX STATISTIQUES

TABLEAU A
ETAT DE REVENUS ET DEPENSES

	---ACTIVITES AVAL---			---ACTIVITES AMONT--			--AUTRES ACTIVITES--			ACTIVITES ETRANGERES			-TOTAL DES ACTIVITES		
	1980 ($ MILLIONS)	1981 ($ MILLIONS)	VAR (%)	1980 ($ MILLIONS)	1981 ($ MILLIONS)	VAR (%)	1980 ($ MILLIONS)	1981 ($ MILLIONS)	VAR (%)	1980 ($ MILLIONS)	1981 ($ MILLIONS)	VAR (%)	1980 ($ MILLIONS)	1981 ($ MILLIONS)	VAR (%)
PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER															
RECETTES TOTALES	687	773	12.5	38	29	-22.8	141	132	-6.9	100	122	22.9	966	1056	9.3
TRPQ ET FIP ET TQNLQ	0	41	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	41	-
REDEVANCES	205	237	15.4	0	0	-	0	0	-	7	1	-87.6	212	238	12.0
REC NETTES APRES REDEV	482	496	2.8	38	29	-22.8	141	132	-6.9	93	122	31.3	754	778	3.2
FRAIS D'EXPL. ET AUTRE	212	267	25.9	34	25	-26.0	106	107	0.7	30	45	51.9	382	444	16.3
E.N. IMPUTEES A L'EXPL	60	51	-14.5	0	0	-	0	0	-	2	3	39.6	62	55	-12.4
DEPRECIATION	17	24	39.4	1	1	-10.3	7	8	15.1	1	2	45.2	25	34	31.9
EPUISEMENT	34	36	5.4	0	0	-43.7	3	0	-	12	14	23.7	49	51	3.2
AMORTISSEMENT	17	20	17.8	-0	0	-	0	4	-	6	11	79.9	22	34	50.8
FRAIS NON MON. & E.N.P	120	131	2.2	1	1	-15.2	10	11	19.1	21	30	42.3	160	173	8.4
REVENU AVANT IMPOTS	142	98	-31.0	3	3	9.6	25	13	-48.2	42	47	11.2	212	161	-24.2
IMPOTS COURANTS	20	29	45.8	0	1	86.8	2	-3	-269.4	1	7	-	23	35	48.6
REV APRES IMP. COUR.	122	69	-43.7	3	3	-4.3	24	16	-33.9	41	39	-3.2	189	126	-33.2
IMPOTS REPORTES	37	26	-30.8	1	0	-97.4	9	7	-17.0	21	6	-71.6	67	39	-42.5
REVENU NET APRES IMPOT	85	43	-49.3	2	2	52.8	15	9	-43.4	20	33	67.6	122	88	-28.0
LIQUIDITES	250	199	-20.2	4	3	-7.5	33	27	-18.8	62	69	12.3	348	299	-14.2
PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN															
RECETTES TOTALES	949	1208	27.3	27	24	-9.1	622	708	13.7	616	1016	64.9	2214	2956	33.5
TRPQ ET FIP ET TQNLQ	0	70	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	70	-
REDEVANCES	281	339	20.7	0	0	-	3	1	-63.5	43	77	77.7	327	417	27.5
REC NETTES APRES REDEV	668	799	19.6	27	24	-9.1	619	707	14.1	573	939	63.9	1887	2469	30.8
FRAIS D'EXPL. ET AUTRE	267	433	62.2	12	16	30.1	457	588	28.7	326	531	63.1	1061	1567	47.7
E.N. IMPUTEES A L'EXPL	39	33	-15.1	0	0	-	11	12	15.6	1	3	117.5	51	48	-6.9
DEPRECIATION	29	60	110.9	3	4	58.9	30	38	28.6	24	96	308.4	85	199	135.0
EPUISEMENT	83	96	16.0	0	0	-	0	0	-12.1	62	44	-29.5	145	140	-3.4
AMORTISSEMENT	9	-2	-124.6	0	2	-	19	-7	-136.5	3	32	-	31	25	-20.1
FRAIS NON MON. & E.N.P	159	187	17.7	3	6	123.6	60	44	-26.3	90	175	94.4	311	412	32.3
REVENU AVANT IMPOTS	243	179	-26.1	12	2	-80.9	103	75	-27.1	157	233	48.3	515	490	-4.8
IMPOTS COURANTS	5	6	30.9	6	1	-80.3	1	5	-	10	32	229.7	21	45	115.4
REV APRES IMP COUR.	238	173	-27.3	6	1	-80.6	102	70	-32.0	148	202	36.4	494	445	-9.9
IMPOTS REPORTES	83	69	-17.4	2	0	-71.6	42	21	-48.3	77	139	80.3	203	229	12.9
REVENU NET APRES IMPOT	155	104	-32.6	5	1	-83.7	61	48	-20.8	71	63	-11.3	291	216	-25.8
LIQUIDITES	397	360	-9.3	9	7	-17.5	162	114	-29.9	238	376	58.4	805	857	6.5

ANNEXE III

TABLEAUX STATISTIQUES

TABLEAU D

SOURCES ET AFFECTATIONS DES FONDS

	1980 ($ MILLIONS)	1981	VAR (%)
TOTAL DE L'INDUSTRIE			
RECETTES TIREES DE L'EXPLOIT.	9553	8083	-15.4
AUG NETTE DE LA DETTE A L.T	2743	9398	242.6
EMISSION D'ACTIONS	1559	1826	17.1
SUBVENTIONS (PESP & AUTRES)	0	767	-
TOUTES AUTRES SOURCES	819	1203	46.9
DIM DU CAPITAL DE ROULEMENT	677	1126	66.2
TOTAL DES SOURCES DE FONDS	19352	22402	45.9
DEPENSES DE CAPITAL AU CANADA	8448	9844	16.5
DEPENSES DE CAPITAL AUX E-U	807	989	22.6
AUTRES DEPENSES A L'ETRANGER	344	739	114.8
DEPENSES TOTALES A L'ETRANGER	1151	1728	50.1
TOTAL DES DEPENSES DE CAPITAL	9598	11571	20.6
DIVIDENDES	940	1119	19.0
REDUCTION DE L'AVOIR PROPRE	160	239	48.8
TOT DIV & RED AV PROPRE	1101	1358	23.4
RED NETTE DE LA DETTE A L.T	610	661	8.2
TOUTES AUTRES AFFECTATIONS	1626	6624	307.2
AUG DU FOND DE ROULEMENT	2416	2189	-9.4
TOT DES AFFECTATIONS DE FONDS	19352	22402	45.9
GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			
RECETTES TIREES DE L'EXPLOIT.	2704	2177	-19.5
AUG NETTE DE LA DETTE A L.T	1610	6094	278.6
EMISSION D'ACTIONS	261	1370	-
SUBVENTIONS (PESP & AUTRES)	0	490	-
TOUTES AUTRES SOURCES	232	197	-19.0
DIM DU CAPITAL DE ROULEMENT	119	566	376.8
TOTAL DES SOURCES DE FONDS	4925	10894	121.2
DEPENSES DE CAPITAL AU CANADA	2657	3538	33.2
DEPENSES DE CAPITAL AUX E-U	364	405	11.2
AUTRES DEPENSES A L'ETRANGER	80	326	307.9
DEPENSES TOTALES A L'ETRANGER	447	745	66.6
TOTAL DES DEPENSES DE CAPITAL	3104	4283	38.0
DIVIDENDES	256	318	24.3
REDUCTION DE L'AVOIR PROPRE	10	9	-11.2
TOT DIV & RED AV PROPRE	266	327	23.0
RED NETTE DE LA DETTE A L.T	262	365	39.4
TOUTES AUTRES AFFECTATIONS	938	4902	-
AUG DU FOND DE ROULEMENT	355	1016	186.5
TOT DES AFFECTATIONS DE FONDS	4925	10894	121.2

	1980 ($ MILLIONS)	1981	VAR (%)
SOCIETES INTEGREES			
RECETTES TIREES DE L'EXPLOIT.	4341	3765	-13.3
AUG NETTE DE LA DETTE A L.T	27	780	-
EMISSION D'ACTIONS	871	8	-99.1
SUBVENTIONS (PESP & AUTRES)	0	128	-
TOUTES AUTRES SOURCES	188	270	43.5
DIM DU CAPITAL DE ROULEMENT	56	260	366.7
TOTAL DES SOURCES DE FONDS	5482	5214	-4.9
DEPENSES DE CAPITAL AU CANADA	2944	3696	25.5
DEPENSES DE CAPITAL AUX E-U	2	25	-
AUTRES DEPENSES A L'ETRANGER	0	2	-
DEPENSES TOTALES A L'ETRANGER	2	27	-
TOTAL DES DEPENSES DE CAPITAL	2946	3722	26.4
DIVIDENDES	537	658	22.3
REDUCTION DE L'AVOIR PROPRE	66	113	70.1
TOT DIV & RED AV PROPRE	604	771	27.6
RED NETTE DE LA DETTE A L.T	176	43	-75.5
TOUTES AUTRES AFFECTATIONS	47	71	50.3
AUG DU FOND DE ROULEMENT	1710	607	-64.5
TOT DES AFFECTATIONS DE FONDS	5482	5214	-4.9
PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER			
RECETTES TIREES DE L'EXPLOIT.	348	299	-14.2
AUG NETTE DE LA DETTE A L.T	308	429	39.5
EMISSION D'ACTIONS	88	42	-52.6
SUBVENTIONS (PESP & AUTRES)	0	9	-
TOUTES AUTRES SOURCES	93	93	-0.4
DIM DU CAPITAL DE ROULEMENT	227	70	-69.3
TOTAL DES SOURCES DE FONDS	1064	942	-11.5
DEPENSES DE CAPITAL AU CANADA	543	485	-10.9
DEPENSES DE CAPITAL AUX E-U	156	37	-76.3
AUTRES DEPENSES A L'ETRANGER	47	55	15.2
DEPENSES TOTALES A L'ETRANGER	203	92	-55.0
TOTAL DES DEPENSES DE CAPITAL	746	576	-22.8
DIVIDENDES	44	33	-24.3
REDUCTION DE L'AVOIR PROPRE	56	32	-42.7
TOT DIV & RED AV PROPRE	100	65	-34.6
RED NETTE DE LA DETTE A L.T	54	28	-48.7
TOUTES AUTRES AFFECTATIONS	95	212	122.8
AUG DU FOND DE ROULEMENT	69	60	-12.5
TOT DES AFFECTATIONS DE FONDS	1064	942	-11.5

	1980 ($ MILLIONS)	1981	VAR (%)
GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER			
RECETTES TIREES DE L'EXPLOIT.	1356	984	-27.4
AUG NETTE DE LA DETTE A L.T	22	0	-
EMISSION D'ACTIONS	16	29	83.4
SUBVENTIONS (PESP & AUTRES)	0	34	-
TOUTES AUTRES SOURCES	118	153	29.6
DIM DU CAPITAL DE ROULEMENT	53	9	-83.7
TOTAL DES SOURCES DE FONDS	1564	1208	-22.8
DEPENSES DE CAPITAL AU CANADA	1211	825	-31.9
DEPENSES DE CAPITAL AUX E-U	22	13	-41.5
AUTRES DEPENSES A L'ETRANGER	15	19	22.3
DEPENSES TOTALES A L'ETRANGER	37	31	-15.3
TOTAL DES DEPENSES DE CAPITAL	1248	856	-31.4
DIVIDENDES	37	32	-15.5
REDUCTION DE L'AVOIR PROPRE	26	83	220.2
TOT DIV & RED AV PROPRE	63	115	80.9
RED NETTE DE LA DETTE A L.T	1	10	-
TOUTES AUTRES AFFECTATIONS	141	63	-55.3
AUG DU FOND DE ROULEMENT	110	165	49.0
TOT DES AFFECTATIONS DE FONDS	1564	1208	-22.8
PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			
RECETTES TIREES DE L'EXPLOIT.	805	857	6.5
AUG NETTE DE LA DETTE A L.T	777	2091	169.2
EMISSION D'ACTIONS	323	379	17.0
SUBVENTIONS (PESP & AUTRES)	0	106	-
TOUTES AUTRES SOURCES	189	491	160.6
DIM DU CAPITAL DE ROULEMENT	224	222	-0.5
TOTAL DES SOURCES DE FONDS	2316	4145	79.0
DEPENSES DE CAPITAL AU CANADA	1093	1301	19.0
DEPENSES DE CAPITAL AUX E-U	283	509	93.4
AUTRES DEPENSES A L'ETRANGER	198	324	63.4
DEPENSES TOTALES A L'ETRANGER	481	833	80.5
TOTAL DES DEPENSES DE CAPITAL	1554	2134	37.3
DIVIDENDES	65	78	20.3
REDUCTION DE L'AVOIR PROPRE	3	2	-14.7
TOT DIV & RED AV PROPRE	68	80	18.9
RED NETTE DE LA DETTE A L.T	118	215	82.9
TOUTES AUTRES AFFECTATIONS	405	1375	239.6
AUG DU FOND DE ROULEMENT	172	341	98.3
TOT DES AFFECTATIONS DE FONDS	2316	4145	79.0

ANNEXE III
TABLEAUX STATISTIQUES

TABLEAU C
DEPENSES DE CAPITAL AMONT AU CANADA, PAR EMPLACEMENT

	1980 ($ MILLIONS)	1981	VAR (%)	1980 ($ MILLIONS)	1981	VAR (%)	1980 ($ MILLIONS)	1981	VAR (%)
	TOTAL AU CANADA			PROVINCES			REGIONS PIONNIERES		
TERRES ET CONCESSIONS	997	622	-37.6	986	612	-38.0	11	11	-0.3
ACTIVITES GEOL. ET GEOPHYS.	602	598	-0.7	517	453	-12.4	85	145	71.0
FORAGE D'EXPLORATION	2536	2545	0.4	1912	1497	-21.7	623	1048	68.2
TOTAL - EXPLORATION	4135	3766	-8.9	3416	2562	-25.0	719	1204	67.5
FORAGE DE DEVELOPPEMENT	1036	1031	-0.5	1028	1028	-	8	3	-61.3
PRODUCTION	1095	1381	26.1	1047	1318	25.9	48	63	31.0
PETROLE LOURD NON CLASSIQUE	206	250	21.8	206	250	21.8	0	0	-
SABLES PETROLIFERES	451	278	-38.4	451	278	-38.4	0	0	-
TOTAL AMONT	6923	6706	-3.1	6148	5437	-11.6	775	1270	63.9

ANNEXE III

TABLEAUX STATISTIQUES

TABLEAU D
DEPENSES DE CAPITAL, PAR ACTIVITE

	1980 ($ MILLIONS)	1981	VAR (%)	1980 ($ MILLIONS)	1981	VAR (%)	1980 ($ MILLIONS)	1981	VAR (%)
	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES INTEGREES			GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
EXPLORATION	4135	3766	-8.9	1350	1220	-9.6	738	493	-33.2
MISE EN VALEUR	1036	1031	-0.5	197	155	-21.6	189	87	-54.0
PRODUCTION	1095	1381	26.1	281	402	43.2	223	175	-21.7
PETROLE LOURD NON CLASSIQUE	206	250	21.8	104	153	47.6	12	8	-33.9
SABLES PETROLIFERES	451	278	-38.4	334	192	-42.4	29	31	7.5
TOTAL ACTIVITES AMONT	6923	6706	-3.1	2266	2122	-6.3	1191	793	-33.4
TOTAL ACTIVITES AVAL	755	1952	158.5	459	1126	145.5	3	1	-51.3
URANIUM	35	28	-19.3	18	11	-35.8	1	1	-42.0
CHARBON	91	320	-	76	293	285.4	2	11	-
TOUTES AUTRES ACTIVITES	643	837	30.1	126	143	13.9	15	19	23.5
TOTAL AU CANADA	8448	9844	16.5	2944	3696	25.5	1211	825	-31.9
TOTAL A L'ETRANGER	1151	1728	50.1	2	27	-	37	31	-15.3
GRAND TOTAL DES DEP. DE CAP.	9598	11571	20.6	2946	3722	26.4	1248	856	-31.4
	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER			PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN		
EXPLORATION	1318	1406	6.7	281	248	-11.7	447	398	-10.9
MISE EN VALEUR	377	443	17.5	116	92	-20.5	156	254	62.4
PRODUCTION	361	559	54.9	81	74	-9.0	149	171	14.7
PETROLE LOURD NON CLASSIQUE	87	62	-28.9	2	27	-	1	1	-27.4
SABLES PETROLIFERES	66	44	-32.4	24	11	-54.5	0	0	-
TOTAL ACTIVITES AMONT	2209	2515	13.8	504	452	-10.3	754	824	9.4
TOTAL ACTIVITES AVAL	249	634	154.6	7	0	-	38	191	-
URANIUM	5	3	-53.4	7	8	11.7	4	5	56.0
CHARBON	13	15	17.4	0	1	-	1	0	-
TOUTES AUTRES ACTIVITES	180	372	106.1	25	24	-4.8	297	279	-5.9
TOTAL AU CANADA	2657	3538	33.2	543	485	-10.8	1093	1301	19.0
TOTAL A L'ETRANGER	447	745	66.6	203	92	-55.0	461	833	80.5
GRAND TOTAL DES DEP. DE CAP.	3104	4283	38.0	746	576	-22.8	1554	2134	37.3

ANNEXE III

TABLEAUX STATISTIQUES

TABLEAU E

BILAN

	1980 ($ MILLIONS)	1981	VAR (%)	1980 ($ MILLIONS)	1981	VAR (%)	1980 ($ MILLIONS)	1981	VAR (%)
	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES INTEGREES			GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
STOCKS	5256	7369	40.2	3452	4925	42.6	147	219	49.3
COMPTES A RECEVOIR	6662	8184	22.8	3326	3608	8.5	905	1026	13.4
AUTRES DISPONIBILITES	4024	3950	-1.8	2681	1865	-30.4	219	290	32.5
TOTAL DES DISPONIBILITES	15943	19503	22.3	9459	10398	9.9	1271	1536	20.9
IMMOB. MOINS L'AMORT. COMPT.	32891	41765	27.0	9952	11737	17.9	3199	3377	5.5
ELEMENTS A L.T. DE L'ACTIF	3857	8345	116.3	829	897	8.2	214	247	15.6
TOTAL DE L'ACTIF	52691	69612	32.1	20240	23032	13.8	4684	5160	10.2
COMPTES A PAYER	5721	7099	24.1	2771	3281	18.4	496	490	-1.2
AUTRES EXIGIBILITES	3103	4215	35.9	1630	1712	5.0	155	270	74.4
TOTAL DES EXIGIBILITES	8823	11314	28.2	4401	4993	13.4	651	760	16.8
PASSIF A LONG TERME	9504	18509	94.7	1489	2223	49.3	156	147	-6.0
PAIEM. ANTIC. POUR PROD. DIFF.	693	949	36.9	195	252	29.0	139	201	45.3
IMPOTS SUR LE REVENU DIFFERES	6580	7889	19.9	2539	2953	16.3	673	763	13.4
AUTRES PASSIF A LONG TERME	2610	2902	11.2	85	226	166.4	570	588	3.2
AVOIR PROPRE	24480	28050	14.6	11531	12386	7.4	2495	2700	8.2
TOTAL PASS., IMP.DIFF., AV.PR.	52691	69613	32.1	20240	23032	13.8	4684	5160	10.2
FONDS DE ROULEMENT	7119	8188	15.0	5058	5405	6.9	619	775	25.2
	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER			PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN		
STOCKS	1396	1880	34.7	51	59	16.8	211	286	35.8
COMPTES A RECEVOIR	1662	2517	51.4	218	231	6.4	553	801	45.0
AUTRES DISPONIBILITES	709	1314	85.4	133	141	6.0	282	340	20.4
TOTAL DES DISPONIBILITES	3766	5710	51.6	401	432	7.6	1046	1427	36.5
IMMOB. MOINS L'AMORT. COMPT.	13553	17544	29.4	1970	2175	10.4	4215	6933	64.5
ELEMENTS A L.T. DE L'ACTIF	1736	5761	231.8	295	502	69.9	783	937	19.7
TOTAL DE L'ACTIF	19056	29015	52.3	2667	3108	16.5	6044	9297	53.8
COMPTES A PAYER	1805	2487	37.8	214	218	1.9	435	623	43.1
AUTRES EXIGIBILITES	815	1621	98.8	129	164	27.9	374	449	20.0
TOTAL DES EXIGIBILITES	2620	4107	56.8	342	382	11.6	809	1071	32.4
PASSIF A LONG TERME	4676	10576	126.2	930	1319	41.8	2252	4244	88.4
PAIEM. ANTIC. POUR PROD. DIFF.	228	309	35.2	54	56	3.9	77	131	69.5
IMPOTS SUR LE REVENU DIFFERES	2561	3075	20.1	221	259	17.2	587	840	43.1
AUTRES PASSIF A LONG TERME	1788	1814	1.4	51	48	-5.9	117	226	93.7
AVOIR PROPRE	7183	9134	27.2	1069	1044	-2.3	2201	2785	26.5
TOTAL PASS., IMP.DIFF., AV.PR.	19056	29015	52.3	2667	3108	16.5	6044	9297	53.8
FONDS DE ROULEMENT	1146	1603	39.8	59	49	-16.6	237	356	50.5

ANNEXE III
TABLEAUX STATISTIQUES

TABLEAU F

PRODUCTION BRUTE DE PETROLE BRUT, DE L. G. N. ET DE GAZ NATUREL

	1980 (000 M3/JOUR)	1981 (000 M3/JOUR)	VAR (%)	1980 (000 M3/JOUR)	1981 (000 M3/JOUR)	VAR (%)	1980 (000 M3/JOUR)	1981 (000 M3/JOUR)	VAR (%)
	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES INTEGREES			GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
PETROLE BRUT ET L. G. N.	244.6	214.8	-12.2	120.8	104.6	-13.4	48.1	40.4	-15.9
GAZ NAT (EQUIV. DE PETROLE)	156.0	150.7	-3.4	45.4	42.6	-6.2	28.1	26.2	-6.7
PRODUCTION TOTALE	400.6	365.5	-8.8	166.2	147.1	-11.5	76.1	66.6	-12.5
	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER			PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN		
PETROLE BRUT ET L. G. N.	58.2	53.4	-8.2	8.3	7.8	-6.4	9.2	8.6	-6.7
GAZ NAT (EQUIV. DE PETROLE)	52.2	48.5	-7.1	10.5	10.2	-2.6	19.9	23.3	17.1
PRODUCTION TOTALE	110.4	101.9	-7.7	18.8	18.0	-4.3	29.2	32.0	9.6

ANNEXE III

TABLEAUX STATISTIQUES

Tableau G

DONNÉES D'EXPLOITATION POUR CERTAINES GRANDES SOCIÉTÉS

	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
						(millions de $)					
SOURCES											
SOURCES INTERNES											
Revenu net après impôts	561	683	1072	1337	1483	1457	1814	1973	3075	3864	2494
Dépenses d'E.M.[a]	157	213	233	275	283	396	577	698	1007	1387	1486
Dépréciation	284	310	346	369	402	463	477	521	611	678	785
Épuisement	91	111	132	146	154	181	194	221	315	384	320
Amortissements	51	55	71	89	86	114	159	144	110	178	225
Impôts reportés	106	138	202	302	291	320	410	591	887	1021	791
TOTAL DES SOURCES INTERNES	1251	1505	2055	2518	2698	2931	3631	4148	6006	7512	6101
SOURCES EXTERNES											
Revenu de la dette à long terme	196	275	258	465	486	776	585	763	1418	1753	4938
Augmentation de l'avoir propre	73	41	99	21	22	107	221	308	456	1046	38
Toutes autres sources[a]	90	75	74	42	479	229	338	914	1084	787	1395
TOTAL DES SOURCES EXTERNES	359	391	431	528	987	1112	1144	1985	2958	3586	6371
TOTAL GLOBAL	1610	1895	2483	3044	3683	4042	4776	6133	8960	11098	12472
AFFECTATIONS											
DÉPENSES DE CAPITAL											
Amont	724	740	850	1050	1201	1512	2169	2765	3769	5013	4285
Aval	355	358	525	594	688	599	653	543	484	637	1437
TOTAL DES DÉPENSES LIÉES AU PÉTROLE	1079	1103	1375	1644	1889	2111	2822	3308	4253	5650	5722
Autres dépenses au Canada	35	25	45	62	132	179	244	217	388	413	787
TOTAL AU CANADA	1114	1128	1420	1707	2020	2290	3066	3525	4641	6063	6509
Dépenses à l'étranger	35	51	135	146	224	228	207	515	386	653	781
TOTAL DES DÉPENSES DE CAPITAL	1148	1179	1555	1853	2244	2518	3273	4041	5127	6716	7290
Dividendes	172	195	267	360	430	344	424	473	688	833	933
Réduction de l'avoir propre	30	55	29	63	61	244	98	204	191	124	201
Réduction de la dette à long terme	167	212	593	388	232	351	289	174	179	321	246
Augmentation du fonds de roulement	47	158	219	247	449	244	372	508	1392	2042	948
Toutes autres affectations	45	97	154	133	267	342	320	734	1383	1062	2854
TOTAL DES AFFECTATIONS	1610	1895	2483	3044	3683	4042	4776	6133	8960	11098	12472

[a] Exploration et mise en valeur.

[b] Y compris les diminutions du fonds de roulement.

Tableau H

MOUVEMENTS INTERNATIONAUX DE TRÉSORERIE POUR LES SOCIÉTÉS DECLARANTES (1981)

	COMPTE COURANT					COMPTE DE CAPITAL		
	Intérêts	Dividendes		Paiement de services				
		Directs[1]	Autres	Directs[1]	Autres	Directs	Autres	TOTAL
	(millions de $)							
TRANSACTIONS INTERNATIONALES CONCERNANT LES INVESTISSEMENTS À LONG TERME AU CANADA								
Sous contrôle canadien	(65)	-	(29)	-	(5)	(15)	956	842
Sous contrôle étranger	(123)	(412)	(87)	(133)	(86)	(5617)	840	(5618)
ENTRÉES (sorties)	(188)	(412)	(116)	(133)	(91)	(5632)	1796	(4776)
TRANSACTIONS INTERNATIONALES EN RAPPORT AVEC LES INVESTISSEMENTS À LONG TERME ÉTRANGERS								
Sous contrôle canadien	3	-	-	1	-	(399)	-	(395)
Sous contrôle étranger	104	-	-	22	-	(61)	-	65
ENTRÉES (sorties)	107	-	-	23	-	(460)	-	(330)
TRANSACTIONS À LONG TERME EN RAPPORT AVEC LES INVESTISSEMENTS À COURT TERME AUTRES PAYS								
Sous contrôle canadien	-	-	-	-	-	158	22	180
Sous contrôle étranger	-	-	-	-	-	58	51	109
ENTRÉES (sorties)						216	73	289
TOTAL (long terme plus court terme)								
Sous contrôle canadien	(62)	-	(29)	1	(5)	(256)	978	627
Sous contrôle étranger	(19)	(412)	(87)	(111)	(86)	(5620)	891	(5444)
ENTRÉES (sorties)	(81)	(412)	(116)	(110)	(91)	(5876)	1869	(4817)

NOTE:

(1) Les transactions directes sont celles qui s'effectuent entre sociétés reliées (sociétés non indépendantes).

ANNEXE IV

DÉFINITION DE LA RECHERCHE ET DU DÉVELOPPEMENT

1. RESSOURCES RENOUVELABLES

   a) Énergie solaire – Comprend les systèmes passifs et actifs et la conversion photovoltaïque.

   b) Énergie de biomasse – Comprend la biomasse forestière et agricole, y compris les plantations, la moisson et la conversion.

   c) Énergie éolienne

   d) Autres sources d'énergie renouvelables – Énergie hydraulique (les vagues, les marées, les fleuves); énergie géothermique; et la tourbe.

2. TRANSPORT ET TRANSMISSION

   a) Transport des produits énergétiques – Comprend les pipelines, les convoyeurs ou les véhicules, y compris les navires et les trains, et les installations connexes de stockage.

   b) Transmission et distribution de l'électricité – Comprend la conversion de l'énergie motrice en électricité; et l'accumulation de l'électricité.

3. ÉCONOMIES D'ÉNERGIE

   a) Immeubles r[illegible]entiels et commerciaux

   b) Véhicules et autres moyens de transport – Comprend une utilisation plus rationnelle des moyens de transport; le remplacement d'un système de transport par un autre; et des systèmes d'alimentation et ceux qui favorisent le remplacement.

   c) Procédés industriels – L'accroissement du rendement énergétique des procédés, y compris la récupération de la chaleur qui serait autrement perdue; et l'utilisation d'énergie produite indirectement par la combustion des déchets industriels et municipaux et par le recyclage de matériaux produits au moyen d'une utilisation élevée d'énergie.

4. COMBUSTIBLES FOSSILES

   a) Pétroles bruts et gaz naturel – Comprend le gaz naturel et les pétroles bruts obtenus des réservoirs classiques et des réservoirs des régions pionnières. Le gaz naturel inclut aussi le gaz tiré des formations non classiques. Les pétroles bruts

---

(1) Ces définitions sont utilisées par les répondants qui remplissent le questionnaire de Statistique Canada "Dépenses de R et D énergétiques par secteur de technologie".

comprennent tous les pétroles bruts légers; mais les hydrocarbures équivalents ne sont pas inclus dans la définition des pétroles bruts lourds.

(i) Exploration et production – Ne comprend pas la récupération assistée, ni les livraisons à la raffinerie qui font partie du "Transport de produits énergétiques" dans ce questionnaire.

(ii) Production par récupération assistée – Comprend la récupération additionnelle de pétroles bruts et (ou) de gaz naturel par des méthodes secondaires ou tertiaires par opposition à la récupération primaire par épuisement naturel seulement.

b) Sables bitumineux et pétroles bruts lourds – Les sables bitumineux incluent les dépôts de sable, et l'argile litée et d'autres agrégats qui contiennent du bitume qui, à l'état naturel, n'est pas récupérable par forage à l'échelle commerciale. Les pétroles bruts lourds incluent les pétroles très visqueux dont la densité est inférieure à 25° API et dont l'extraction, limitée, n'est possible qu'au moyen de méthodes d'épuisement naturelles (récupération primaire).

(i) Extrait en surface – Comprend l'exploration, l'exploitation à ciel ouvert, la production et la transformation en charge d'alimentation de raffinerie.

(ii) Produit in situ – Comprend la production in situ et la transformation en charge d'alimentation de raffinerie; et la récupération assistée par méthodes secondaires ou tertiaires par opposition à la récupération primaire au moyen de méthodes d'épuisement naturelles seulement.

c) Raffinage – Comprend le raffinage, le traitement et l'épuration des pétroles bruts et de gaz naturels; ne comprend pas la valorisation du bitume.

b) Charbon – Comprend l'approvisionnement (l'exploration, l'exploitation, et l'enrichissement, y compris la préparation des boues); la combustion (y compris la protection de l'environnement et les boues); et la conversion (en solides, en liquides et en gaz, y compris le traitement combiné du charbon et du bitume). Ne comprend pas le transport au point d'utilisation qui fait partie du "Transport de produits énergétiques" dans ce questionnaire.

5. ÉNERGIE NUCLÉAIRE

Comprend l'énergie produite par fission et par fusion.

a) Exploration, exploitation et préparation des combustibles

b) Production – Comprend la production d'électricité et de chaleur par les réacteurs nucléaires; et la sûreté et la gestion des déchets.

6. AUTRES (précisez)

Par exemple: l'hydrogène; les thermopompes; le stockage de la chaleur et de l'énergie mécanique.

ANNEXE V

MODIFICATIONS APPORTÉES AUX FIP EN 1980 ET 1981

1980	Type de modification	Montant		Niveau des FIP, incluant les autres frais spéciaux	
		($/m³)	($/baril)	(dollars/m³)	(dollars/baril)
1 avril	augmentation	0,94	0,15	6,29	1,00
10 juillet	augmentation	4,72	0,75	11,01	1,75
1 novembre	augmentation	5,03	0,80	16,05	2,55
1981					
1 janvier	augmentation	15,73	2,50	31,78	5,05
1 mars	imposition du droit d'indemnisation spéciale	4,72	0,75	36,50	5,80
1 mai	imposition des frais de propriété canadienne	7,24	1,15	43,74	6,95
1 juin	augmentation du droit d'indemnisation spéciale	6,92	1,10	50,66	8,05
3 juin	augmentation	7,87	1,25	58,52	9,30
22 septembre	abolition du droit d'indemnisation spéciale	(11,64)	(1,85)		
	augmentation des FIP	11,64	1,85	58,52	9,30
30 novembre	diminution des FIP	(11,64)	(1,85)	46,88	7,45